



Claudio Oscar Dimenna | Juan Carlos Stecca

Cálculo y construcción de transformadores



Cálculo y construcción de transformadores

Claudio Oscar Dimenna / Juan Carlos Stecca



Dimenna, Claudio Oscar

Cálculo y construcción de transformadores / Claudio Oscar Dimenna ; Juan Carlos Stecca. -
1a ed. - Mar del Plata : EUDEM, 2018.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga

ISBN 978-987-4440-20-4

1. Ingeniería Eléctrica. I. Stecca, Juan Carlos II. Título

CDD 621.3

Queda hecho el depósito que marca la Ley 11.723 de Propiedad Intelectual.

Prohibida su reproducción total o parcial por cualquier medio o método, sin autorización previa de los autores.

ISBN: 978-987-1921-46-1

Este libro fue evaluado por el Ing Norberto Lemozy

Fecha de edición: mayo 2018

© 2018 EUDEM

Editorial de la Universidad Nacional de Mar del Plata
EUDEM / 3 de febrero 2538 / Mar del Plata / Argentina

© 2018 Claudio Oscar Dimenna / Juan Carlos Stecca



Libro
Universitario
Argentino

Prólogo

El libro que aquí se presenta es un tratado teórico/práctico para poder calcular, reparar o construir transformadores monofásicos o trifásicos que puedan competir con los comerciales que se fabrican actualmente.

El mismo contiene un detalle pormenorizado de los materiales, su selección y propiedades, poco desarrollados hasta ahora en otros libros de la especialidad. Esto lo hace especialmente apto para permitirle al lector, a través de cuadros comparativos con materiales magnéticos de distintos orígenes en el mundo, seleccionar aquellos que posean aptitudes tales como bajo magnetismo remanente y distintos niveles de saturación, para la construcción de transformadores.

La mayoría de los capítulos contienen valiosos ejemplos de cálculos que permiten tanto al profesional como a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica o Electromecánica, tener una guía muy completa aplicable al dimensionamiento, construcción y realización de ensayos normalizados de verificación.

En estas condiciones, los interesados pueden fácilmente abordar la fabricación de la máquina que tendrá como premisa el máximo rendimiento en servicio, con menor peso y costo, y además cumplir con las especificaciones asignadas en el diseño.

Finalmente, se desarrollan condiciones para el análisis de fallas, calentamiento y protección de los componentes y consideraciones generales para el diseño y construcción de los mismos, para distintos órdenes de potencia.

Por todo esto, su lectura y estudio es un instrumento fundamental para el análisis, la comprensión y la utilización práctica en la industria de la fabricación de máquinas eléctricas.

Ing. Raúl H. Conde

Mar del Plata, diciembre de 2014.

Vicerrector de la Universidad Nacional de Mar del Plata

Comentario de los autores

El transformador es un equipo eléctrico presente en todas nuestras actividades, y es fundamental para los profesionales de la rama eléctrica, conocer los criterios, procesos y materiales que se consideran en su construcción.

El presente trabajo tiene por objeto tratar de cubrir las necesidades que se le puede presentar al profesional o especialista en construcción de transformadores dentro de su ámbito de trabajo.

Si bien existe diversa bibliografía que abarca la temática de construcción de transformadores, en este libro se recopila información y datos de distintos transformadores construidos con buenos resultados, y se hacen desarrollos teóricos, con interpretaciones, aclaraciones, ejercicios y modelizaciones propias.

Este trabajo tiene la intención de guiar al interesado en la construcción y/o modificación de un transformador existente, sobre el proceso del cálculo de un transformador, ya sea trifásico o monofásico, paso a paso, mediante el desarrollo de las ecuaciones fundamentales y la aplicación de las mismas a casos concretos que se detallan en los ejemplos.

Se trata de brindar además un sintético panorama de los materiales utilizables y disponibles en el mercado, que muchas veces no coinciden necesariamente con los idealmente calculados, requiriendo adaptar el proyecto a la realidad del mercado existente, y de la protección contra fallos más utilizada en los transformadores de distribución, así como los ensayos de rutina aconsejados.

Finalmente deseamos expresar nuestro agradecimiento al Sr. Javier Nogueira Pinto, integrante de la firma COPETRAF – Cooperativa Transformadores Mar del Plata Ltda., por su colaboración permanente facilitando la posibilidad de sacar parte de las fotos en el taller del establecimiento, que ilustran este trabajo.

Mg. Ing. Claudio Oscar Dimenna
Ing. Juan Carlos Stecca

Los autores

Claudio Oscar Dimenna es Magister en Gestión de la Energía, egresado de la Universidad Nacional de Lanús, e Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Ejerce la docencia en la UNMDP desde el año 1981, ocupando actualmente el cargo de Profesor Titular en las asignaturas “Centrales Eléctricas”, “Análisis y Protección de Sistemas Eléctricos”, “Introducción a los Sistemas de Potencia” y “Transformadores, su cálculo y construcción”. Participa, desde hace más de diez años de distintos Proyectos de Investigación relacionados a la Calidad de la Energía Eléctrica.

En el ámbito profesional desarrolló actividades en su área de incumbencia, participando del montaje y puesta en servicio de subestaciones transformadoras de mediana potencia.

Ocupó distintos cargos bajo relación de dependencia en la empresa DEBA (Dirección de Energía de la Pcia. de Bs. As.), y en su continuadora ESEBA (Empresa Social de Energía Eléctrica de la Pcia. de Bs. As.), durante trece años. A partir de 1993 desarrolló tareas en reparación de motores y transformadores, efectuando proyectos de construcción de transformadores para empresas particulares que los fabricaban.

Juan Carlos Stecca es Ingeniero Electricista, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Es docente de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, desde 1974. Cursó un posgrado en Administración y Ahorro Integral de la Energía en la Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales. Actualmente es Profesor Adjunto en las Cátedras de “Máquinas Eléctricas” y la de “Transformadores, su cálculo y construcción”.

En el ámbito profesional desarrolló actividades en su área específica de incumbencia, participando del montaje y puesta en servicio de subestaciones transformadoras de mediana potencia.

Hasta el año 2000 se desempeñó bajo relación de dependencia en la Empresa Telefónica de Argentina durante diecisiete años.

Desarrolló trabajos profesionales de su especialidad en distintas áreas, en particular con temas relacionados a puestas a tierra y protección atmosférica. Asimismo realizó diversos trabajos de consultoría y cálculos de transformadores para empresas dedicadas a la construcción de estas máquinas eléctricas.

ÍNDICE

Capítulo 1 - Datos normalizados

1.1 - Generalidades	19
1.1.1 - Definiciones	19
1.1.2 - Condiciones normales de servicio	19
1.2 - Características nominales	23
1.3 - Datos de partida	27

Capítulo 2 – Materiales estructurales

2.1 - Generalidades	31
2.2 - Acero y fundición	31
2.3 - Materiales magnéticos	32
2.3.1 - Propiedades magnéticas de los materiales	32
2.4 - Laminación de grano orientado y grano orientado (h-b)	34
2.5 - Propiedades magnéticas de h-b, de acuerdo a especificaciones AISI (American Iron Steel Institute)	35
2.6 - Propiedades típicas del material de hierro silicio de grano orientado de alta inducción (HI-BI)	36
2.6.1 - Alta permeabilidad y bajas pérdidas	36
2.6.2 - Magnetostricción reducida	36
2.6.3 - Mínimo efecto de fabricación	37
2.7 - Laminación de grano no orientado	38
2.8 - Tratamiento térmico	39
2.8.1 - Prevenir la contaminación con carbono	39
2.8.2 - Evitar una excesiva oxidación	39
2.8.3 - Temperatura del tratamiento	40
2.8.4 - Tiempo de enfriamiento	40
2.9 - Metales amorfos para núcleos de transformadores	40
2.10 - Corriente de magnetización	45
2.11 - Cuadro comparativo de calidades equivalentes	46
2.12 - Curvas típicas de pérdidas en laminaciones de grano orientado	49

Capítulo 3 – Tipo de prestación

3.1 - Datos necesarios para el cálculo	53
3.2 - Tipo de servicio	55
3.3 - Capacidad de sobrecarga	56
3.4 - Calentamiento	59
3.5 - Sistemas de refrigeración	59

Capítulo 4 – cálculo del núcleo

4.1 - Núcleo magnético	63
4.2 - Dimensionamiento del núcleo	65
4.2.1 - Ecuaciones fundamentales	65
4.2.2 - Secciones de columna	70
4.2.3 - Inducción máxima	72
4.2.4 - Diámetro circunscripto	73
4.2.5 - Carga lineal específica preliminar	74
4.2.6 - Coeficiente de utilización del transformador	74
4.2.7 - Cálculo de la altura de la columna	76
4.2.8 - Cálculo del ancho de la ventana	76
4.3 - Procedimiento para determinar las medidas preliminares	77
Ejemplo N° 1 - Cálculo del núcleo de un transformador de 630 kva	78
Ejemplo n° 2 - Cálculo del núcleo de un transformador de 1 mva	81

Capítulo 5 - Aislantes

5.1 - Materiales aislantes	89
5.2 - Trasposiciones	94
5.2.1 - Conductor transpuesto continuo CTC	95
5.2.2 - Trasposiciones radiales	98
5.2.3 - transposiciones axiales	99

Capítulo 6 - Cálculo de los arrollamientos

6.1 - Variación de las relaciones de tensiones	103
6.1.1 - Regulación con flujo magnético constante (RFC)	104
6.1.2 - Regulación con flujo magnético variable (RFV)	105
6.2 – Reguladores de tensión	106

6.3 – Número de espiras de los arrollamientos	110
6.4 – Carga lineal específica	111
6.5 - Sección de conductores y calentamiento de los arrollamientos	112
6.6 - Densidad de corriente	115
6.7 - Bobinados de aluminio en transformadores de distribución	117
6.7.1 - Generalidades	117
6.7.2 - El aluminio en transformadores	118
6.7.3 - Propiedades físicas del cobre y del aluminio	118
6.7.4 - Cintas de aluminio	119
6.7.5 - Ventajas del uso de aluminio en transformadores	119
6.7.6 - Ventajas de los arrollamientos encapsulados en resina epoxi	127
Ejemplo nº 3 - Calentamiento de arrollamientos	128
Ejemplo nº 4 - Calentamiento de arrollamientos	131

Capítulo 7 - Distancias eléctricas

7.1 - Aislación de conductores	137
7.2 - Aislación entre capas	138
7.3 - Aislación entre bobinas	139
7.4 - Aislación entre bobinados concéntricos	144
7.5 - Separación entre los bobinados y la cuba	145
7.6 - Distancia mínima entre partes activas	146
Ejemplo nº 5 - Cálculo de arrollamientos.	147

Capítulo 8 - Pérdidas - rendimiento

8.1 - Pérdidas en el circuito magnético	159
8.1.1 - Pérdidas por histéresis	159
8.1.2 - Pérdidas por corrientes de foucault	161
8.1.3 - Pérdidas combinadas en la chapa	162
8.1.4 – Consideraciones sobre las pérdidas en el núcleo	163
8.2 - Pérdidas en el cobre	164
8.3 - Rendimiento	166
8.3.1 - Variación del rendimiento	166
8.4 - Ensayos del transformador	168

8.4.1 - Medición de la relación de transformación	168
8.4.2 - Ensayo en vacío	169
8.4.3 - Ensayo en corto circuito	170
8.5 - Tensión de corto circuito	172

Capítulo 9 – Calentamiento

9.1 - Elevación de temperatura	177
9.2 - Cubas lisas	179
Ejemplo nº 6 – Cuba lisa.	180
9.3 - Cubas con aletas	180
Ejemplo nº 7 – Cuba con aletas.	183
Ejemplo nº 8 – Cuba con aletas.	184
9.4 - Cubas con tubos	186
Ejemplo nº 9 – Cuba con tubos.	188
9.5 - Cubas con radiadores	189
Ejemplo nº 10 – Cuba con radiadores.	194
9.6 - Enfriamiento por ventilación forzada	196
Ejemplo nº 11 – Cuba con forzadores de aire.	199

Capítulo 10 - Protecciones del transformador

10.1 - Generalidades	205
10.2 - Protección mediante relé buchholz	206
10.3 - Relé buchholz para el conmutador bajo carga	219
10.4 - Detección de fallas por medio del relé buchholz	220
10.4.1 - El relé buchholz cierra el circuito de alarma solamente.	220
10.4.2 - El relé buchholz desconecta sin dar señal de alarma.	221
10.4.3 - El relé buchholz cierra el circuito de alarma y desconecta.	222
10.5 - Propiedades y degradación del aceite	223
10.5.1 - Ensayos de los aceites y su significado	224
10.5.2 - Normas para la realización de los ensayos del aceite	231
10.6 - Procedimiento para la extracción de muestras de aceite.	232

10.6.1 - Objeto	232
10.6.2 - Alcance	232
10.6.3 - Materiales	232
10.6.4 - Tareas a desarrollar	233
Capítulo 11 - Transformadores monofásicos	
11.1 - Consideraciones generales para el diseño	239
11.2 - Cálculo de la sección de hierro	240
11.3 - Cálculo de los arrollamientos	241
11.4 - Construcción de los arrollamientos	242
11.5 - Construcción del núcleo	244
Ejemplo nº 12 – Cálculo de transformador monofásico	246
Referencias Bibliográficas	
Anexo A - Cálculo de las medidas de escalones de una columna	259
Anexo B - Cálculo completo de un transformador de 630 kva	267
Anexo C - Tabla de pletinas de cobre	285
Anexo D - Tabla de conductores para bobinados	289
Anexo E - Conductores de cobre, redondos y aislados	293

Capítulo 1

Datos normalizados

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 Definiciones

El transformador es un equipo eléctrico estático, de inducción electromagnética, destinado a transformar un sistema de tensiones y corrientes alternas, de valores generalmente diferentes, y de igual frecuencia. Un transformador en servicio en un sistema eléctrico, tiene ciertas características nominales que han sido en parte fijadas por el usuario, y en parte adoptadas por el proyectista.

Estas características que son objeto de garantías se comprueban en ensayos.

1.1.2 Condiciones normales de servicio

Las normas IRAM 2099 y la IEC 76-1 fijan las condiciones ambientales normales de servicio del transformador, que son:

- Altitud de la instalación (hasta 1000 metros sobre el nivel del mar).
- Temperatura del refrigerante, por ejemplo para aparatos refrigerados por aire, la temperatura del aire ambiente media de 30 °C, y no debe exceder los 40 °C.
- Temperaturas mínimas del aire y valores promedios diarios y anuales,
- que si se previese excederlos, es indispensable indicarlos claramente.

Los transformadores se identifican con una sigla que define el modo y el medio de refrigeración utilizado.

Los transformadores pueden ser sumergidos en aceite mineral, sintético u otro líquido refrigerante, o ser de tipo seco.

Los primeros son aquellos cuyas partes activas, estén o no aisladas y eventualmente impregnadas, están inmersas en aceite u otro líquido dieléctrico. La aislación se realiza con materiales pertenecientes a la clase A (105 °C).

Los transformadores del tipo seco son aquellos cuyas partes activas, estén o no aisladas y eventualmente impregnadas, están en contacto inmediato con un aislante gaseoso (generalmente aire) o bien sólido (generalmente resina epoxi o a base de siliconas).

La aislación se realiza con materiales pertenecientes a la clase F (155 °C) o H (180 °C).

Cada medio de refrigeración se identifica con una letra de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 1.1.2.1: Fluido refrigerante (IRAM CEA F 20-99)

Natural	N
Forzado	F
Dirigido para el caso particular de aceite	D

Según el modo como circule el medio refrigerante se utilizan los símbolos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 1.1.2.2: Medio refrigerante (IRAM CEA F 20-99)

Aceite mineral o líquido aislante sintético inflamable	O
Líquido aislante sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Aislante sólido	S

Ya se ha mencionado que las normas fijan las condiciones normales de servicio, pero en la aplicación puede ocurrir que se tengan funcionamientos que se aparten de las condiciones normales esta situación debe ser indicada por el usuario.

La sobreelevación de temperatura es la diferencia entre la temperatura en distintas partes de la máquina y la temperatura ambiente.

Dicha sobreelevación de temperatura de los arrollamientos, núcleo y aceite de los transformadores diseñados para funcionar a altitudes que no excedan las normales, no deben superar los límites máximos que se indican en las Tablas 1.1.2.3 y 1.1.2.4.

Cuando el transformador está diseñado para funcionar en lugares donde la temperatura del aire de refrigeración excede los valores indicados en las normas, la sobreelevación de temperatura admisible para los arrollamientos, núcleo y aceite, lógicamente se debe reducir.

Tabla 1.1.2.3: Límites de temperatura para transformadores secos (IEC 726, IRAM 2180).

Parte de la máquina	Modo de refrigeración	Clase de aislamiento	Máxima temperatura (° C)
Arrollamientos: (valor medio medido por variación de resistencia)	Aire, natural o forzado	A	105
		E	120
		B	130
		F	155
		H	180
Núcleo y otras partes situadas: a) Próximo a los arrollamientos b) No próximo a los arrollamientos	Todos los tipos	-----	a) Como para los arrollamientos b) No puede alcanzar un valor que dañe el núcleo y materiales adyacentes

Tabla 1.1.2.4: Límites de sobreelevación de temperatura para transformadores en aceite u otro líquido dieléctrico (IEC 726-2, IRAM CEA F 20-99)

Parte de la máquina	Máxima sobreelevación de temperatura (°C)
Arrollamientos: (valor medio medido por variación de resistencia).	65 cuando la circulación del aceite es natural o forzada pero no dirigida. 70 cuando es forzada y dirigida-
Temperatura máxima del aceite (próximo a la tapa): Medida con termómetro	60 cuando el transformador tiene tanque conservador o es hermético. 55 cuando no tiene tanque conservador ni es hermético
Núcleo, partes metálicas y materiales magnéticos	La temperatura no debe alcanzar, en ninguna parte, valores que dañen el núcleo, el aceite y los arrollamientos.

Para potencias de 10 MVA o mayores la reducción que se aplica a la sobre temperatura coincide con el exceso de temperatura del aire de refrigeración. Para potencias menores la sobreelevación de temperatura se aconseja reducir la temperatura máxima del siguiente modo:

- Si el exceso de temperatura es menor o igual a 5 °C se reduce en 5 °C.
- Si el exceso de temperatura es mayor de 5 °C y como máximo 10 °C se reduce en 10 °C.

- Si el transformador está diseñado para operar a una altura mayor de 1000 m, pero es ensayado a una altura normal, los límites de sobreelevación de temperatura indicados se deben también reducir en un cierto porcentaje en proporción a la altura.

Para cada modo de refrigeración, por cada 500 m o fracción de 500 m por encima de los 1000 m la reducción se indica en la Tabla 1.1.2.5 siguiente.

Tabla 1.1.2.5: Porcentaje de reducción del límite de sobreelevación de temperatura

Circulación de aire	Natural	Forzado
Transformadores en aceite	2.0%	3.0%
Transformadores secos	2.5%	5.0%

En rigor los límites de sobreelevación de temperatura que se fijan y que dimensionan la máquina desde el punto de vista térmico, y se utilizan en la verificación de sus prestaciones, están fijados con un criterio de temperatura máxima de las zonas más calientes de manera de que los materiales y en particular los aislantes conserven sus propiedades.

En consecuencia es aceptable utilizar un transformador controlando que la temperatura de su zona más caliente quede limitada en un valor de seguridad, independientemente de la condición ambiental, y en esta forma la máquina es aprovechable en todo momento al máximo, este criterio aunque no contemplado (aún) por las normas, permite de todos modos un aprovechamiento más racional del mismo.

Las pruebas de calentamiento que establecen las normas, tienen por finalidad verificar el dimensionamiento térmico de la máquina con relación a la sobreelevación media de la temperatura.

Para máquinas de gran potencia esta prueba se realiza solamente con el método de cortocircuito y consiste en determinar:

- La sobreelevación de temperatura del aceite en la parte superior de la máquina (medida con termómetro) una vez alcanzado el régimen térmico con las pérdidas totales (en el hierro y en los arrollamientos).
- El gradiente medio de temperatura entre los conductores de los distintos arrollamientos y el aceite, circulando por los arrollamientos la corriente nominal, pudiéndose de este modo calcular la sobreelevación media de temperatura de los arrollamientos respecto a la temperatura ambiente.

La variación de la temperatura ambiente (verano-invierno) incide en la repetibilidad de las mediciones.

Con el aumento de la temperatura disminuye la viscosidad del aceite, aumentando de este modo su circulación y mejorando el intercambio térmico entre el aceite y las paredes de los órganos de refrigeración.

En cambio con el aumento de la temperatura disminuye la densidad del aire y en consecuencia se reduce el intercambio térmico entre las paredes de los órganos refrigerantes y el aire, suponiendo un caudal de aire constante.

Teniéndose en cuenta ambos efectos en forma conjunta, la refrigeración tiende a mejorar con el incremento de temperatura ambiente.

Por ejemplo se puede encontrar experimentalmente una reducción en la temperatura de los devanados de 2 °C a 3 °C al pasar la temperatura ambiente de 30 °C a 20 °C.

Además del control de la sobre elevación de la temperatura media, es de fundamental importancia verificar la ausencia de puntos calientes peligrosos, a fin de obtener máquinas de elevado grado de confiabilidad.

La forma de onda de la tensión de alimentación que caracteriza el ambiente eléctrico en el que operará el transformador (la norma la supone aproximadamente senoidal).

Para transformadores polifásicos, la tensión de alimentación debe ser aproximadamente simétrica (la norma no indica el grado de asimetría).

1.2 CARACTERÍSTICAS NOMINALES.

Las características nominales son datos que en base a las condiciones de servicio, definen las prestaciones a efectos de las garantías y condiciones de ensayo especificadas (IRAM 2099).

Tensión nominal: (en valor eficaz) Es la tensión aplicada u obtenida en vacío entre bornes de línea de un arrollamiento de un transformador polifásico o entre bornes de un arrollamiento monofásico.

Relación de transformación nominal: Es la que existe entre las tensiones nominales de los distintos arrollamientos para la toma principal.

Tolerancia en la relación de transformación (real del transformador construido): Es fijada por la norma IRAM 2099 El menor de los siguientes valores: $\pm 0,5 \%$ de la relación nominal; o $1/10$ de la tensión de cortocircuito real, respecto de la carga nominal expresada en porcentaje. Esto no es aplicable a los autotransformadores (en razón de su muy baja impedancia). Por ejemplo para un transformador con tensión de cortocircuito del 3%, la tolerancia de la relación de transformación será 0.3 %.

Frecuencia nominal: Es aquella a la cual el transformador está destinado a funcionar (normalmente 50 ó 60 Hz), y para la cual fue diseñado.

Potencia nominal: Es el valor convencional de la potencia aparente (kVA o MVA), que establece las bases para el diseño, la construcción, las garantías del fabricante y los ensayos, determinando el valor de la corriente nominal que puede circular con la tensión nominal aplicada, de acuerdo con las condiciones especificadas.

La potencia nominal asignada corresponde a servicio continuo, sin embargo los transformadores pueden ser sobrecargados ocasionalmente. Las normas fijan indicaciones y criterios a aplicar en algunos casos particulares.

Debe notarse que si el transformador tiene diferentes modos de refrigeración, a cada uno le corresponde una potencia y la potencia nominal es la mayor. Ej.: ONAN (70 %) - ONAF (100 %)

Para transformadores de más de dos arrollamientos, se debe indicar la potencia nominal de cada arrollamiento.

Los valores de potencia nominal se encuentran estandarizados e indicados en la Norma IRAM 2099, siendo para transformadores trifásicos de 5, 10, 16, 25, 40, 50, 63, 80, 100, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 600, 800 y 1000 kVA.

Corriente nominal: Es el valor que se obtiene dividiendo la potencia nominal aparente de un arrollamiento por la tensión nominal que se le aplica a dicho arrollamiento.

A fin de destacar el significado convencional de la definición de potencia nominal aparente y corriente nominal, son aquellos valores que puede desarrollar el transformador en forma continua y por tiempo indefinido sin que se degrade su aislación. En el otro arrollamiento circula también la corriente nominal, mientras que la tensión en bornes de éste, depende del factor de potencia de la carga, y de la característica de regulación del transformador.

Nivel de aislación: Es el conjunto de valores que caracterizan la aptitud de los arrollamientos para soportar las solicitaciones dieléctricas que se presentan en servicio.

Generalmente el nivel de aislación se expresa con el valor (eficaz) de tensión de ensayo a frecuencia industrial (aplicada durante 1 minuto), y cuando corresponde, el valor de tensión (pico) de ensayo de impulso (onda de impulso normalizada 1.2/50 μ s (microsegundos) de acuerdo a Norma IRAM 2069).

La aislación puede ser uniforme cuando ha sido prevista en todo punto para soportar la tensión de ensayo contra masa que corresponde al extremo, lado línea, del arrollamiento. En cambio cuando varía desde el valor previsto para el lado línea, hasta un valor menor tensión (del lado neutro), se denomina aislación gradual.

Un arrollamiento con aislación gradual no puede ser sometido a un ensayo de tensión aplicada de valor mayor al correspondiente al nivel de aislación en el extremo neutro.

El transformador debe ser apto para instalaciones expuestas a sobretensiones de origen atmosférico. Cuando se instala conectado a líneas aéreas directamente, o mediante tramos de cable; puede no ser apto a soportar solicitaciones, deben colocarse descargadores de sobretensión, o solamente se lo puede instalar en redes de cables subterráneos.

Las normas indican los requerimientos básicos que permiten definir las exigencias relativas a los aislamientos y los ensayos que se deben realizar para verificar que la máquina en examen ha sido proyectada y construida para soportar todas las solicitaciones dieléctricas a las cuales podrá estar sometida en servicio.

Tomas de regulación: Son determinados puntos de los arrollamientos a los cuales se accede con conductores de conexión y elementos destinados a variar el número de espiras eléctricamente activas, o variar los conexionados, modificando su relación de transformación. La Norma IRAM CEA F 20-09 recomienda para transformadores de hasta 25 kVA, $\pm 5 \%$, y para mayores potencias $\pm 2,5$ y $\pm 5 \%$.

Toma principal: Es la toma a la cual se refieren las características nominales.

Campo de regulación: Es la diferencia entre la máxima y la mínima tensión en vacío, expresada en general, en valor relativo a una tensión tomada como referencia (generalmente la nominal).

Pérdidas: Son las potencias activas absorbidas por el transformador. Convencionalmente, a los efectos de la garantía y de las tolerancias, se consideran las siguientes pérdidas y datos característicos:

a) Pérdida en vacío: Es la potencia activa absorbida por el transformador en las condiciones nominales de frecuencia y tensión con todos los arrollamientos no excitados abiertos, en sus bornes de línea. Las tensiones aplicadas para la prueba deben ser prácticamente sinusoidales, lo que puede comprobarse midiendo entre terminales de línea con voltímetros de valor medio, tarados en valor eficaz para onda sinusoidal. Se miden simultáneamente el valor eficaz de las mismas tensiones con voltímetros normales de valor eficaz y si las mediciones no son iguales, las normas indican las correcciones que se deben realizar en el valor de las pérdidas medidas.

b) Pérdida debida a la carga: Es la potencia activa disipada por el transformador en el ensayo de cortocircuito para cada par de arrollamientos (primario y secundario), a la temperatura de referencia (75 °C para clase de aislación A, B y E o 115 °C para las clases C, H y F, según IRAM 2106), en las condiciones nominales de frecuencia y corriente, con los restantes arrollamientos abiertos en sus bornes de línea.

c) Pérdidas totales: Convencionalmente se considera como valor de las pérdidas totales la suma de las pérdidas en vacío y de las pérdidas en carga. No se toma en consideración la potencia absorbida por los elementos o motores auxiliares (bombas, ventiladores) que debe ser indicada por separado. La discrepancia respecto a los valores garantizados por el fabricante, debe ser menor al +10% (Norma IRAM 2099).

d) Tensión de cortocircuito: La tensión de cortocircuito de un par de arrollamientos es la tensión, a la frecuencia nominal, que se debe aplicar a uno de ellos para que en el otro, que debe estar cortocircuitado en sus bornes, se establezca la corriente nominal, los eventuales arrollamientos no pertenecientes al par que se está ensayando están abiertos en sus bornes de línea. Se expresa en general en valor relativo respecto a la tensión nominal del arrollamiento alimentado. El valor de la tensión de cortocircuito, válido a los efectos de la garantía, es el correspondiente al tope principal de los arrollamientos considerados. La tolerancia admitida es de $\pm 10\%$ de los valores garantizados (Norma IRAM 2099). La tensión de cortocircuito varía con la potencia del transformador desde el 4 % para transformadores de 630 kVA hasta el 12,5 % para transformadores de potencia entre 25000 y 200000 kVA (IRAM 2112)

Convencionalmente, especialmente en lo referente a los valores de garantía, las pérdidas debidas a la carga y las tensiones de cortocircuito se deben dar a una determinada temperatura de referencia (que representa la temperatura media del arrollamiento).

Esta temperatura es de 75 °C para los aislamientos de la clase A, E, B y de 115 °C para aquellos de clase F, H, y C (IRAM 2106).

e) Corriente de vacío: Es la corriente (valor eficaz) que circula por un arrollamiento cuando se aplica a los bornes de línea la tensión nominal a la frecuencia nominal, estando los otros arrollamientos abiertos en sus bornes de línea. La tolerancia admitida es de $\pm 30\%$ de los valores garantizados (Norma IRAM 2099).

La corriente de vacío no es sinusoidal sino deformada por la característica no lineal del hierro del núcleo.

En transformadores polifásicos la corriente de vacío puede ser distinta en los diferentes bornes de línea (en las diferentes fases). En este caso se adopta como valor de corriente de vacío el valor medio aritmético de las corrientes.

Los valores de tolerancias que se han indicado, son los fijados por las normas internacionales (IEC) y en general son adoptados por las normas de los distintos países, como las Normas IRAM de la Argentina.

Estas tolerancias son las que se deben respetar, debiendo el proyectista evaluar los riesgos de superarlas y analizar en etapa de proyecto los posibles errores constructivos que pueden llevar a su realización fuera de tolerancia y susceptible de una degradación del valor de su producto y quizás de rechazo.

1.3 DATOS DE PARTIDA

Los datos fundamentales a los que debe ajustarse un transformador son, generalmente, las tensiones primarias y secundarias U_1 y U_2 en carga, para un $\cos \varphi_S = 1$ o 0,8, y la capacidad o potencia nominal aparente trifásica S_N , generalmente expresada en kVA:

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2 \quad (1.3.1)$$

Por razones de uniformidad, casi todas las Normas prescriben actualmente que debe especificarse la tensión en vacío, (en los transformadores normalizados) para un valor de 1,05 U_2 , a efectos de compensar la propia caída de tensión del transformador.

Análogamente, existe la tendencia cada vez más generalizada, a definir como la potencia nominal del transformador la del lado primario.

En el cálculo debe partirse de las f.e.m respectivas o tensiones en vacío, E_1 y E_2 y de las intensidades de plena carga I_1 e I_2 .

Como la caída de tensión en los transformadores es pequeña, se prescinde de ella a veces y se calcula en base a las tensiones primarias y secundarias nominales U_1 y U_2 .

No obstante, la tendencia moderna es introducir mayor dispersión para protegerlos contra los cortocircuitos, y la diferencia entre la f.e.m. y la tensión puede hacerse apreciable.

Se recomienda tomar en vacío una tensión superior a la de plena carga, según las caídas de tensión a plena carga dadas en la Fig.1.3. Si la tensión secundaria U_2 , especificada en carga, es con un $\cos \varphi = 1$. Se admite una caída dos a tres veces mayor, si el $\cos \varphi = 0,8$. El porcentaje de caída de tensión se dividirá por igual entre primario y secundario.

Es a estos valores que se referirán las garantías de pérdidas.

La corriente primaria I_1 es algo mayor que la secundaria reducida a ese bobinado, donde la corriente secundaria referida al primario es:

$$I_{21} = \frac{I_2 \cdot N_2}{N_1} \quad (1.3.2)$$

Donde N_1 y N_2 son los números de espiras primarias y secundarias. Esa diferencia entre I_1 e I_2 se debe a la corriente de vacío I_0 pero esta corrección no se efectúa nunca, por carecer, en realidad de importancia práctica para las pérdidas o el calentamiento, dado su pequeño valor. De una u otra forma, hechas o no las correcciones, y partiendo de los datos de la tensión y la potencia S_N , se calculan las intensidades respectivas I_1 e I_2 , sobre las cuales se basan todos los cálculos siguientes. Estos datos imprescindibles para el inicio del cálculo se entienden, por devanado. Es de vital importancia para el cálculo determinar las tensiones a que están sometidas las bobinas de los arrollamientos de cada fase o columna del transformador, atendiendo al sistema de conexión adoptado (estrella, triángulo zig zag).

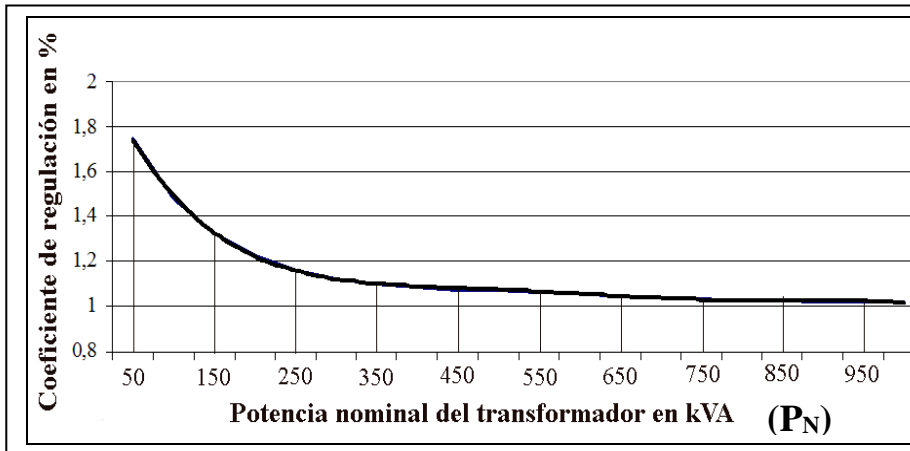


Fig. 1.3: Caídas de tensión en % para transformadores con $\cos \varphi = 1$, y tensiones hasta 30 KV – 50 Hz.

Los valores indicados en la Fig.1.3 fueron obtenidos por fuente propia y verificados por los indicados en la referencia bibliográfica [1]

Capítulo 2

Materiales estructurales

2.1 GENERALIDADES

Se trata de los materiales usados tanto exclusivamente con funciones mecánicas, como con funciones mixtas (mecánico-eléctricas o mecánico-magnéticas).

Los materiales que tienen funciones exclusivamente mecánicas son generalmente los mismos empleados en las construcciones de cualquier otro tipo de máquina; se construyen elementos dimensionados según criterios generales de las construcciones mecánicas teniendo en cuenta la naturaleza de las solicitaciones tanto estáticas como dinámicas.

Esta parte del dimensionamiento tiene por objetivo, como cualquier proyecto de ingeniería, lograr los menores costos, utilizando la calidad adecuada y previendo el menor gasto de mano de obra.

Se tiende en general a alcanzar las más altas solicitaciones mecánicas, y en tal sentido el proyectista, mediante los resultados de controles (no destructivos), le permitirán realizar equipos competitivos comercialmente.

Se deben detectar, en las distintas etapas del proceso de fabricación, la presencia de eventuales sopladuras, anisotropías, oclusiones, fisuras, recurriendo a pruebas destructivas, o no, como por ejemplo el uso de rayos X, rayos gamma, ultrasonido, tintas penetrantes, partículas magnéticas, a fin de descartar materiales que comprometan la vida útil del equipo.

2.2 - ACERO Y FUNDICIÓN

Los aceros se emplean en las partes magnéticas, fundidos, forjados y laminados, como así también en partes exclusivamente mecánicas como: escudos para motores de tracción, bujes para colectores, rayos de máquinas sincrónicas destinados a recibir anillos de acero forjado, etc.

Cuando no son necesarias excepcionales cualidades mecánicas, y se trata de elementos de forma compleja, se recurre al acero fundido.

Las piezas de acero fundido son, antes de ser mecanizadas son tratadas térmicamente para conferirle homogeneidad a la estructura y eliminar las tensiones internas.

Con los aceros al carbono laminados y forjados se construyen por ejemplo ejes y ruedas; y en el caso de ferrocarriles se construyen además los anillos montados en caliente sobre los rayos de las ruedas o directamente sobre los ejes.

2.3 - MATERIALES MAGNÉTICOS

2.3.1 Propiedades magnéticas de los materiales

Mientras la cualidad de los materiales conductores se define mediante la resistividad, los materiales magnéticos se caracterizan por la permeabilidad absoluta μ que es el factor de proporcionalidad entre los módulos de la fuerza magnética H (causa) en A/m, y la inducción B (efecto) en Tesla.

$$B = \mu \cdot H \quad (2.3.1)$$

Habitualmente para caracterizar las propiedades magnéticas de los materiales se recurre no a la permeabilidad absoluta μ , sino a la permeabilidad relativa μ_r que es igual a la relación entre la absoluta y la del vacío $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} = 1,256 \cdot 10^{-6}$ en H/m.

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0} = \frac{\mu}{1,256 \cdot 10^{-6}} \quad (2.3.2)$$

La permeabilidad μ_r es por lo tanto un factor puramente numérico y es el que normalmente se indica en las tablas y en los diagramas.

La permeabilidad relativa del vacío es la unidad, y prácticamente también en el aire y todas las sustancias sólidas diamagnéticas y paramagnéticas.

Se tiene por lo tanto en este caso de material magnético que la intensidad de campo magnético resulta aproximadamente igual a:

$$H = 0,8 \cdot B \cdot 10^6 \quad (A/m) \quad (2.3.3)$$

Los materiales ferromagnéticos tienen una permeabilidad muy superior a la del vacío (del orden de miles de veces mayor) y por lo tanto a igualdad de fuerza magnética (intensidad de campo magnético) se obtienen inducciones notablemente más grandes.

La permeabilidad μ para los materiales ferromagnéticos, no tiene un valor bien definido (debido a dos fenómenos, la no linealidad y la histéresis) y por ello naturalmente se atribuye a μ (en la práctica μ_r) los valores obtenidos de la curva de primera magnetización o desmagnetizando con sucesivos ciclos de histéresis de amplitud variable.

Los circuitos magnéticos se fabrican a partir de trozos de laminación, de espesores delgados que provienen del corte de chapas, bobinas o flejes de acero magnético.

Por lo tanto, para su ejecución, es preciso conocer las pérdidas de energía en la excitación de estos circuitos magnéticos, que en las máquinas eléctricas se conocen como "pérdidas en el hierro".

Una parte son debidas a la histéresis que, en una primera aproximación, se podría considerar como la energía consumida en el circuito magnético para orientar los vectores o dominios magnéticos elementales que hay en su estructura cristalina, en una dirección paralela a las líneas de campo magnético que se establecen en el material, estas pérdidas toman importancia en los circuitos alimentados con corriente alterna.

El empleo de estructuras laminadas es también preferible en los casos en los cuales el flujo es constante (unidireccional) o lentamente variable, por comodidad constructiva (menor costo).

La potencia disipada por la histéresis en un kilogramo de material ferromagnético sometido a un campo variable se puede determinar por la siguiente expresión:

$$P_h = C_i \cdot f \cdot (B_{\max})^x \text{ (W/kg)} \quad (2.3.4)$$

Siendo: f la frecuencia del campo magnético, y B_{\max} la inducción máxima.

La pérdida por histéresis no depende a igualdad de B_{\max} del modo de variación de la inducción. La constante C_i varía con la calidad del material, mientras que el exponente x (determinado de modo empírico), para valores de inducción menores de 1 T (1 Tesla) resulta igual a 1,7, y para valores de inducción mayores de 1 T, (como generalmente se adoptan en las máquinas rotantes y en los transformadores), alcanza y supera el valor 2.

La segunda parte importante de pérdidas de energía se tiene debido a los efectos de corrientes parásitas (corrientes de Foucault), que se establecen en las partes del circuito magnético y otras partes metálicas.

Se obtienen las pérdidas por unidad de peso con la expresión siguiente:

$$P_f = C_p \cdot f^2 \cdot (B_{\max})^2 \text{ (W/kg)} \quad (2.3.5)$$

Donde la constante C_p resume las propiedades físicas y dimensionales de la laminación (espesor) y tiene además en cuenta la ley de variación en el tiempo de la inducción.

Cuando la inducción no varía con ley sinusoidal es fácil reconocer que las pérdidas debidas a los armónicos tiene una sensible influencia.

En los puntos 8.1.1 y 8.1.2 se amplían los conceptos de pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Para distintos tipos de chapa magnética sometidos a un valor de inducción magnética y frecuencia dados, se tiene un valor de pérdida por unidad de peso que los caracteriza, (característica de pérdidas por unidad de peso).

Otra característica importante que define la calidad magnética es la que vincula los valores de inducción con los valores de campo, (característica $B-H$), observándose que para las aplicaciones en corriente alterna los valores de inducción son máximos, mientras que los de corriente (causa de H) son eficaces.

El aumento de excitación da lugar a un aumento del campo inducido, hasta llegar a un límite en que, para un aumento sensible de este último, haría falta un aumento exagerado de excitación y, por lo tanto, un consumo de energía anormal.

Este fenómeno, denominado saturación del material, señala un límite superior en el empleo de los materiales magnéticos de distinta calidad.

Las distintas calidades magnéticas de los materiales se consiguen con diferentes contenidos de silicio, que puede alcanzar hasta el 4,5%.

Si bien, un aumento del contenido de silicio da lugar a pérdidas por unidad de peso menores, la saturación se presenta para valores de inducción más bajos, el material se vuelve más frágil y se tiene una mayor abrasión sobre los troqueles que se utilizan para la fabricación.

Las condiciones de maquinado empeoran a medida que las pérdidas disminuyen, porque el material se hace mas duro, siendo el objetivo de los fabricantes de materiales magnéticos, mejorar el proceso de fabricación para permitir realizar las operaciones de corte con una duración aceptable de las matrices.

2.4 - LAMINACION DE GRANO ORIENTADO Y GRANO ORIENTADO (H-B)

Un decisivo progreso en el mejoramiento de las cualidades de los materiales magnéticos se llevó a cabo con el procedimiento de laminación en frío, según una invención americana que se remonta al año 1934.

Estas nuevas laminaciones se obtienen de un pre-laminado en caliente de pocos milímetros de espesor, con un contenido de silicio de aproximadamente 3 %, sometido a laminaciones en frío y recocidos intermedios en atmósfera neutra.

2.5 - PROPIEDADES MAGNÉTICAS DE H-B, DE ACUERDO A ESPECIFICACIONES AISI (American Iron Steel Institute)

Cada grado está caracterizado en términos de máximas pérdidas para un valor de inducción de 1,5 T y para una frecuencia de 50 ó 60 Hz.

El factor de apilado vale 0,96 resultando para estos materiales un valor 0,93. excepcionalmente alto.

Para transformadores de distribución se recurre a estos materiales, y se suministran con una aislación superficial a base de una pintura inorgánica (AISI C-5) de alta resistencia mecánica y que soporta temperaturas superiores a los 800 grados centígrados, que es superior a la temperatura que se alcanza durante el tratamiento térmico de estos materiales.

Además la aislación debe ser resistente al aceite utilizado en los transformadores, tener buena adherencia y resistir las operaciones normales de cizallado y troquelado.

Tabla 2.5: Propiedades para grano orientado (AISI)

Espesor	Grado	Densidad	Máximas pérdidas a 1.5 T	
			(W/kg)	
mm	-----	g / cm ³	50 Hz	60 Hz
-----	-----	-----	50 Hz	60 Hz
0.27	M-4	7.65	0.89	1.17
0.30	M-5	7.65	0.97	1.28
0.35	M-6	7.65	1.11	1.45

Se observa en la Tabla 2.5 que el valor de las pérdidas a la frecuencia de 60 Hz para el mismo valor de inducción aumenta aproximadamente en un 30 % del valor a 50 Hz.

Las rebabas, tanto más temibles cuanto más altos son los valores de inducción, deben eliminarse cuidadosamente con adecuados dispositivos. Una vez que la máquina está montada debe evitarse el limado, amolado, cepillado.

2.6 - PROPIEDADES TÍPICAS DEL MATERIAL DE HIERRO SILICIO DE GRANO ORIENTADO DE ALTA INDUCCIÓN (HI-BI)

Tabla 2.6: Propiedades para grano orientado *HI-BI* (AISI)

Espesor mm	Grado	Densidad g/cm ³	Máximas pérdidas a 1.7 T (W/kg)	
			50 Hz	60 Hz
-----	-----	-----	50 Hz	60 Hz
0.27	M-2H	7.65	1.17	1.54
0.30	M-3H	7.65	1.23	1.63
0.35	M-4H	7.65	1.37	1.79

2.6.1 Alta permeabilidad y bajas pérdidas

Mientras los valores típicos de inducción de un grano orientado convencional a 800 A/m son del orden de 1,83 T, el de un material *HI-BI* es de 1,92 T.

A una inducción de 1,7 T, la permeabilidad es alrededor de 3,5 veces mayor que la de un grano orientado convencional.

Las pérdidas en el núcleo *H-B*, para laminación de 0,3 mm. de espesor corresponden al rango de un material grado M-2 y M-3. Para un espesor de 0,35 mm, las pérdidas en el núcleo son mayores y corresponde a una laminación grado M-6. (Ver Fig, 2.11.1 a Fig. 2.11.4 de Pág. 35 y 36)

2.6.2 Magnetostricción reducida

Tiene una menor magnetostricción en comparación con productos de naturaleza similar.

La magnetostricción de las chapas de acero en el circuito magnético es la causa principal del ruido permanente de los transformadores. Las variaciones de la inducción originan variaciones de longitud periódicas de las chapas, con amplitudes del orden de dimensión de algunos micrones por metro de longitud de chapa. Son varios los parámetros que influyen en la magnetostricción además de la calidad del material, por ejemplo, el tratamiento de la chapa, la sollicitación mecánica, la dirección del flujo con respecto a la orientación del material.

La consideración primaria consiste en reducir el ruido en su fuente, es decir en el circuito magnético. Para un transformador determinado, ello significa que es necesario disminuir los valores de inducción, lo que conduce a costos de material más elevados.

La magnetostricción también depende fuertemente de la uniformidad del flujo, de la dirección del mismo y de la calidad de los ensamblados del circuito magnético, manifestándose más intensamente en los yugos que en las columnas. Trabajos de desarrollo en un transformador de 100 kVA, han permitido comprobar que aumentando la sección de los yugos en un 16 % se obtiene una reducción del ruido del transformador en 5 dB.

La mayor parte del ruido transmitido a la cuba del transformador proviene de los yugos, en particular del inferior, si tiene un contacto mecánico con la cuba.

La mayoría de las veces es posible aumentar la sección del yugo sin que ello implique un aumento del tamaño de la cuba del transformador.

2.6.3 Mínimo efecto de fabricación

Las propiedades magnéticas están mucho menos afectadas por la fabricación (punzonado, cizallamiento, doblado, etc.) que un material de grano orientado convencional.

Esto es el resultado de un efecto combinado de una excelente orientación de los cristales y de un óptimo tamaño de grano. Las mencionadas características de un material *HI-BI* facilitan o permiten:

- La fabricación de transformadores con extremadas bajas pérdidas en vacío.
- Obtener una importante reducción del ruido.
- Reducir las dimensiones del núcleo debido al incremento de los valores de diseño de la inducción.
- Simplificar los procesos de fabricación (por no requerir tratamiento térmico) cuando se utilizan laminaciones *HI-BI* de espesores de 0,30 y 0,35 mm. comparado con productos convencionales de menor espesor.

En la Tabla 2.6.3 que se presenta a continuación, se dan algunos ejemplos que ilustran en forma cuantitativa el mejoramiento de las características.

Tabla 2.6.3: Mejoramiento de características al utilizar *HI-BI* en lugar de Fe-Si de grano orientado *H-I* (AISI)

Potencia	Inducción 1.7 T		
	Pérd. núcleo	Pot. excitación	Reducción de ruido
20	11 % menor	36 % menor	4 Phons menos
40	8 % menor	40 % menor	--
100	4 % menor	27 % menor	2 Phons menos
200	7 % menor	19 % menor	2 Phons menos

2.7 - LAMINACIÓN DE GRANO NO ORIENTADO

Estos materiales son ampliamente utilizados para realizar las estructuras magnéticas de las máquinas rotantes, pequeños transformadores y otros equipos eléctricos y tienen propiedades magnéticas uniformes en todas las direcciones.

Tienen buenas características de elaboración (facilidad de maquinado al no tener sentidos preferidos de magnetización, y ser mas dúctiles que los aceros de grano orientado) y factores de laminación del orden de 0,93, dependiendo este último del espesor de la laminación y del tamaño de la máquina.

Las siguientes propiedades magnéticas mostradas en la Tabla 2.7 se dan de acuerdo a especificaciones AISI.

Tabla 2.7: Propiedades materiales de grano no orientado

Espesor	Grado	Densidad	Máximas pérdidas a 1.5 T	
			W/kg	
mm		gr/cm ³	50 Hz	60 Hz
-----	-----	-----		
0.36	M-15	7.65	2.53	3.20
0.36	M-19	7.65	2.75	3.48
0.36	M-22	7.65	2.93	3.70
0.36	M-27	7.65	3.13	3.97
0.36	M-36	7.65	3.31	4.19
0.47	M-15	7.65	2.93	3.70
0.47	M-19	7.65	3.03	3.83
0.47	M-22	7.65	3.22	4.08
0.47	M-27	7.65	3.31	4.19
0.47	M-36	7.65	3.57	4.52
0.47	M-43	7.65	4.01	5.07
0.47	M-45	7.65	5.31	6.72

Se suministran con una aislación superficial que puede ser un barniz de tipo orgánico o inorgánico, el grado de resistencia al calor debe adoptarse en función del tratamiento térmico que se realice a la chapa (campo de utilización de la misma).

El valor de las pérdidas a la frecuencia de 60 Hz, y para la misma inducción, aumenta aproximadamente un 26 %, respecto a los 50 Hz.

2.8 - TRATAMIENTO TÉRMICO

Las propiedades magnéticas de los aceros para uso eléctrico son especialmente sensibles a las tensiones internas.

Toda deformación origina una distorsión de la red o malla cristalina, que afecta a la relación entre fuerza magnetizante (intensidad de campo H) y la inducción (B), y afecta por lo tanto, a todas las características del material.

Las tensiones se generan en el material especialmente por un almacenamiento defectuoso, golpes, etc. y por el proceso de fabricación (punzonado, cizallado) de las laminaciones de las máquinas eléctricas.

Con el objeto de eliminar estas tensiones y recuperar las propiedades magnéticas originales es necesario llevar a cabo un tratamiento térmico.

El tratamiento térmico también reduce alguna ondulación que puede presentarse y mejora la terminación superficial de la laminación.

Las siguientes precauciones se deben observar cuando una laminación de acero eléctrico es sometida a un tratamiento térmico.

2.8.1 Prevenir la contaminación con carbono

La base del horno de recocido debe ser suficientemente plana. La base del horno y su cubierta debe ser de bajo contenido de carbono, debido a que la contaminación con carbono puede resultar altamente perjudicial para las propiedades del material tratado. Cualquier lubricante dejado en la laminación debe ser removido antes de colocar la cubierta del horno sobre el mismo.

Calentamiento desde los bordes de las pilas de la laminación. Las pilas de laminación deben ser calentadas en la dirección borde a borde en vez de hacerlo en la dirección cara a cara para que el calentamiento se realice más rápido y en modo uniforme.

2.8.2 Evitar una excesiva oxidación

La oxidación perjudica seriamente las propiedades magnéticas particularmente para altas inducciones. En hornos de recocido tipo batea, una excesiva oxidación puede evitarse utilizando la cubierta del horno sellada por medio de arena seca. El aire del interior del horno debe ser retirado y reemplazado por una atmósfera no oxidante.

Se recomienda utilizar una atmósfera no explosiva compuesta por menos de un 10 % de hidrógeno y más de un 90 % de nitrógeno o bien 100 % de nitrógeno puro.

El punto de rocío de la atmósfera debe mantenerse a menos de 0 grados centígrados.

2-8-3 Temperatura del tratamiento

Para el grano orientado *H-B* y grano orientado de alta inducción *HI-B* se recomienda realizar el tratamiento a una temperatura de 800 grados centígrados con una máxima variación de ± 20 grados centígrados.

Para laminaciones de grano no orientado la práctica usual es calentar la carga a una temperatura de 720 a 750 °C, y mantener esta temperatura para permitir una uniforme penetración del calor. Algunas veces mejores propiedades magnéticas pueden lograrse a temperatura de 760 a 785 °C, pero en este caso la temperatura y la atmósfera del horno deben controlarse con sumo cuidado.

2.8.4 Tiempo de enfriamiento

Para evitar distorsión de las superficies de las laminaciones y núcleos, se requiere que las caras se enfríen lentamente hasta una temperatura de alrededor de 350 grados centígrados a razón de 25 °C por hora como máximo, particularmente para cargas del horno de algunas pocas toneladas.

2.9 - METALES AMORFOS PARA NÚCLEOS DE TRANSFORMADORES

Los metales amorfos son aleaciones metálicas donde la estructura atómica no es cristalina. Una aleación metálica cristalina como el carbono tiene varios ejes de simetría en su estructura atómica. En los metales amorfos no hay ejes de simetría y los átomos que lo constituyen se reparten al azar en el interior del material.

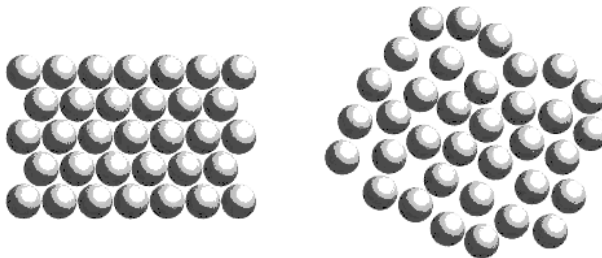


Fig. 2.9.1: Estructura cristalina de materiales metálicos y amorfos

Existen diferentes materiales y técnicas para la producción de metales amorfos. Todas ellas se basan en una transición rápida del metal del estado líquido al sólido.

El metal líquido se convierte en una delgada cinta, de unas pocas decenas de micras de espesor ($20 \mu\text{m} = 0,02 \text{ mm}$) mediante un proceso de solidificación rápida como se muestra en la Fig.2.9.2 siguiente.

Estos espesores tan pequeños se deben a que un mayor grosor permitiría generar con más facilidad un material policristalino.

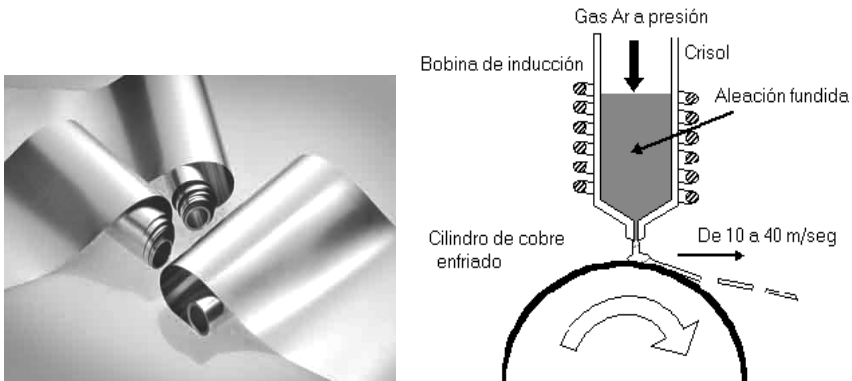


Fig. 2.9.2: Técnica de melt spinning de solidificación ultra rápida

Las variables más importantes que intervienen en este método son:

- Velocidad de rotación del disco
- Recubrimiento y terminación de la superficie del disco
- Diámetro y ángulo de salida del chorro
- Naturaleza y presión del gas

La ventaja esencial de un material amorfo, es el valor excepcionalmente bajo de pérdidas comparada con otros materiales magnéticos, y que depende de la pequeña superficie del ciclo de histéresis y de su pequeño espesor debido al proceso de fabricación, reduciendo notablemente las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas.

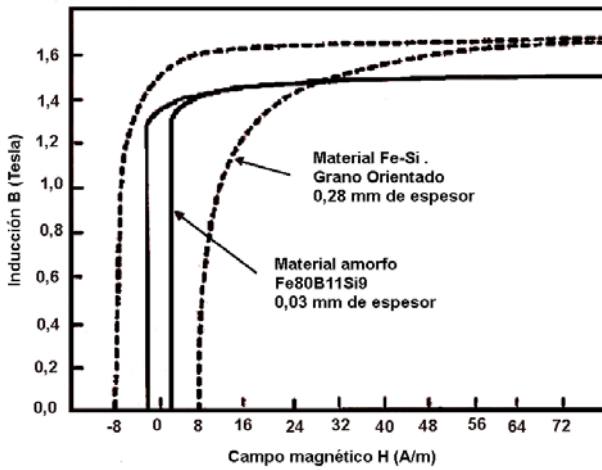


Fig. 2.9.3: Curvas de histéresis ($B-H$) para núcleos de material amorfo Fe-B-Si y de Fe-Si GO

Los fabricantes de materiales amorfos para núcleos de transformadores alearon hierro con distintos materiales y porcentajes de dopado, consiguiendo siempre materiales de bajo magnetismo remanente, es decir de baja fuerza coercitiva, pero con distintas inducciones de saturación, pero siempre bajas respecto al hierro silicio de grano orientado.

Bajo el punto de vista de la construcción del transformador, conviene trabajar con un material de la mayor inducción de saturación, a efectos de tener el menor volumen de material de hierro del núcleo y cobre de bobinado. En la actualidad la tecnología permitió construir metales amorfos con distintos niveles de inducción de saturación, teniendo solo uno de ellos inducciones de saturación aceptables para la construcción de transformadores.

Este material amorfo se satura a 1,5 T, siendo la inducción de diseño 1,4T.

A 50 Hz las pérdidas en el hierro resultan 1/3 a 1/5 de las que se tienen con los aceros al silicio de grano orientado actuales.

A igualdad de niveles de inducción, la potencia de excitación a 50 Hz necesaria para los metales amorfos es 1/4 a 1/5 de la requerida por un acero de grano orientado.

El único defecto del metal amorfo de uso en transformadores es el valor relativamente bajo de su inducción de saturación (1,4T), y que es menor a los aceros al silicio de grano orientado que es del orden de 1,7T.

Debido al método de fabricación por solidificación rápida, el metal amorfo se presenta en forma de angostas cintas delgadas con factores de apilados menores que los aceros de grano orientado.

En la Fig.2.9.5 siguiente se puede observar las pérdidas en el hierro amorfo en función de la inducción de trabajo

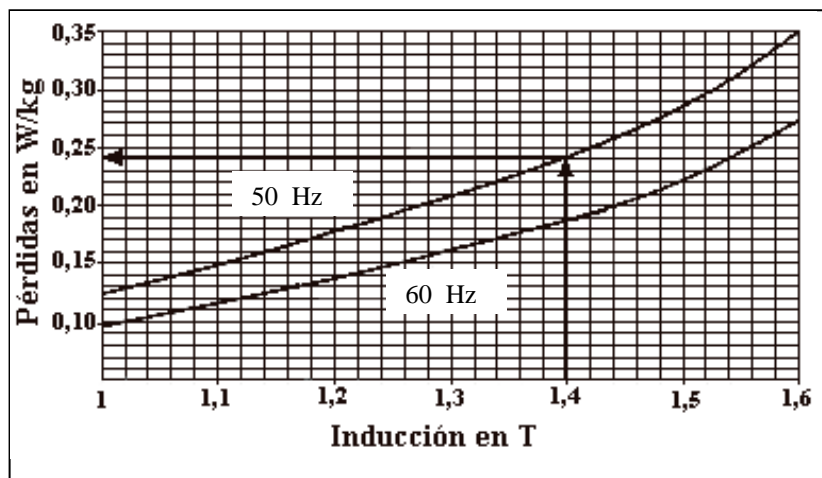


Fig. 2.9.5: Curva de pérdidas del material del material amorfo de uso en transformadores

Tabla 2.9.2: Valores comparativos

	Año 1982	Futuro
Ancho (mm)	175	sin límite
Espesor (mm)	0.025 a 0.050	0.25
Factor apilado	85%	90% o más

Otro aspecto (ligado al ruido) es la magnetostricción, que para los metales amorfos, tiene un valor bastante elevado. Este problema puede reducirse recociendo el material cerca del punto de Curie, en un campo magnético de saturación.

En la práctica, este proceso no es perfecto, y no se puede lograr una magnetostricción nula.

Sin embargo hay numerosos ejemplos donde los niveles sonoros de transformadores correctamente estudiados y realizados con material amorfo no son más elevados, y en algunos casos considerablemente menores, que en transformadores realizados con acero al silicio.

En lo que concierne al precio de los metales amorfos, han experimentado una drástica reducción en los años recientes, y la reducción

del valor de pérdidas en vacío capitalizadas de un transformador realizado con metal amorfo puede ser superior de la incidencia del costo del material.

Se espera que el metal amorfo sea utilizado en la práctica en el futuro próximo con la colaboración de los fabricantes de material amorfo, y de los fabricantes y usuarios de transformadores.

A continuación se reproduce una tabla comparativa de dos transformadores de igual potencia, pero uno de ellos con núcleo de hierro amorfo:

Tabla 2.9.3: Valores comparativos de pérdidas de dos transformadores de 400 KVA, con núcleos de Fe-Si y amorfo

Pérdidas fijas y variables	Núcleo Acero -Si	Núcleo Amorfo
Pérdidas en el núcleo (Watts)	1200	310
Pérdidas en el cobre (Watts)	4800	3750

A pesar del inevitable aumento de volumen de núcleo (aproximadamente un 10 %), y por ende de las bobinas, por tener una inducción de diseño menor a los transformadores con núcleos de fe-si, la menor temperatura desarrollada en el núcleo amorfo hace que también se disminuyan las pérdidas en el cobre.

Otro aspecto importante en la utilización de material amorfo en la construcción de transformadores es la dificultad del armado del núcleo.

El mismo se realiza en varias etapas, haciendo en primer lugar sectores en forma de anillo, arrollando la cinta hasta darle el espesor adecuado, como puede verse en la Fig.2.9.6.

Luego, mediante prensas hidráulicas se procede a darles forma rectangular, resinar parte del sector formado y se corta en ángulo uno de sus extremos para insertar los arrollamientos, tal se esquematiza en la Fig.2.9.7.

Por último con un sector exterior, también cortado en uno de sus extremos, se logra darle a las tres columnas la misma sección de hierro, formando el núcleo trifásico, al que por ultimo se colocan los arrollamientos como se observa en la Fig.2.9.8.

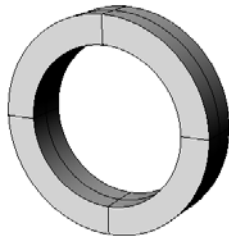


Fig.2.9.6: Apilado laminación



Fig.2.9.7: Sectores rectangulares cortados

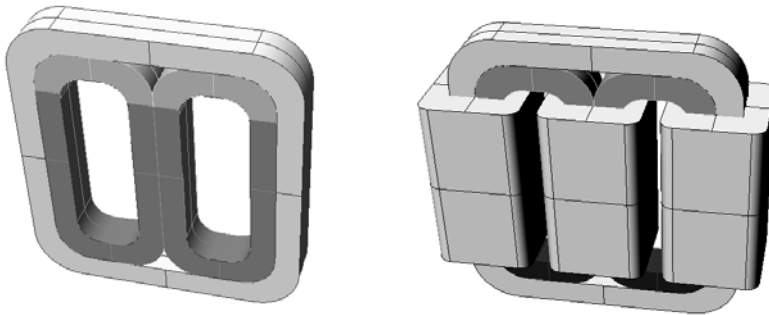


Fig.2.9.8: Montaje final del núcleo y sus arrollamientos

2.10 - CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN

La corriente de magnetización es motivo de preocupación principalmente para los usuarios de los transformadores debido a que puede afectar la operación de los sistemas.

Un efecto importante ocurre en el momento de conexión del transformador a la red, en efecto encontrándose el transformador sin flujo, se debe establecer el mismo y además la corriente en la bobina de excitación, esto puede causar picos de corriente muy elevados que provocan fenómenos no deseados en la instalación eléctrica.

Además influye en la corriente de inserción la inducción residual que se presenta en el material utilizado, y cuyos valores característicos se indican en la Tabla 2.10.

Por otra parte las corrientes magnetizantes, aún de valor relativo modesto, contienen armónicas que tienen también efecto sobre la red eléctrica.

Tabla 2.10: Valores de inducción residual, laminación Fe-Si grano orientado

Tipo de laminación		Inducción máxima B_{max}		
Material	Espesor	1.0 T	1.5 T	1.7 T
M-4	0.28	0.80	1.25	1.45
M-5	0.30	0.75	1.20	1.40
M-6	0.35	0.75	1.12	1.32
M-2H	0.30	0.50	1.18	1.36
M-3H	0.30	--	1.15	1.33

2.11 - CUADRO COMPARATIVO DE CALIDADES EQUIVALENTES

Como los materiales magnéticos que se utilizan para las construcciones electromecánicas pueden tener distintos orígenes, en la Tabla 2.11.1, para las normas más importantes aceptadas internacionalmente, se indican el código y las pérdidas en W/kg que corresponden.

Tabla 2.11.1: Pérdidas para calidades equivalentes, material de grano orientado

Espesores	Japón	U.S.A.	U.K.	Alemania	
mm (pulg)	NSC	JIS C2553 (1975)	AISI (1975)	BS-601:Part 2 (1973)	DIN46400:Blatt3 (1973)
0.27 (0.0106)	Z6H 1.03 Z7H 1.11		M-4 1.27 (0.89)	28M4 (0.89)	VM89-27 1.40 (0.89)
0.30 (0.0118)	Z6H 1.05 Z7H 1.13 Z8H 1.22 Z8 1.22 Z9 1.33 Z10 1.47	G9 1.33 G10 1.47 G11 1.62	M-5 1.39 (0.97)	30M5 (0.97) 30M6 (1.08)	VM97-30 1.50 (0.97)
0.35 (0.0138)	Z7H 1.17 Z8H 1.26 Z9H 1.37 Z9 1.33 Z10 1.51 Z11 1.66	G10 1.51 G11 1.66 G12 1.83	M-6 1.57 (0.94)	35M6 (1.11) 35M7 (1.23)	VM111-35 1.65 (1.11)

Tabla 2.11.2: Pérdidas para calidades equivalentes, material de grano no orientado

Nota sobre Tabla 2.11.2: Los valores de pérdidas son valores máximos garantizados en W/kg a 1,5 T y 50 Hz.

Espesores	Japón	U.S.A.	U.K.	Alemania	
mm (pulg)	NSC	JIS C 2552 C2554(1978)	AISI (1975)	BS 601:Part 2 (1973)	DIN46400:Blatt3 (1973)
0.35 (0.0138)	H8 2.20 H9 2.40 H10 2.65 H12 3.10 H14 3.60 H18 4.40 H20 5.00 H23 5.50	S09 2.40 S10 2.65 S12 3.10 S14 3.60 S18 4.40 S20 5.00 S23 5.50	M-15 2.53 M-19 2.75 M-27 3.13 M-36 3.31	Grado 250 2.50 Grado 265 2.65 Grado 315 3.15 Grado 335 3.35	V110-35A 2.70 V130-35 A 3.30
0.50 (0.0197)	H8 2.70 H9 2.90 H10 3.10 H12 3.60 H14 4.00 H18 4.70 H20 5.40 H23 6.20 H30 8.00 H40 10.50 H50 13.00 H60 15.50	S09 2.90 S10 3.10 S12 3.60 S14 4.00 S18 4.70 S20 5.40 S23 6.20 S30 8.00 S40 10.50 S50 13.00 S60 15.50	M-15 2.93 M-19 3.03 M-36 3.57 M-43 4.01 M-45 5.31 M-47 8.01	Grado 355 3.55 Grado 400 4.00 Grado 450 4.50	V135-50A 3.30 V150-50A 3.50 V170-50A 4.00 V200-50A 4.70 V230-50A 5.30 V260-50A 6.00 V360-50A 8.10

2.12 - CURVAS TÍPICAS DE PÉRDIDAS EN LAMINACIONES DE GRANO ORIENTADO

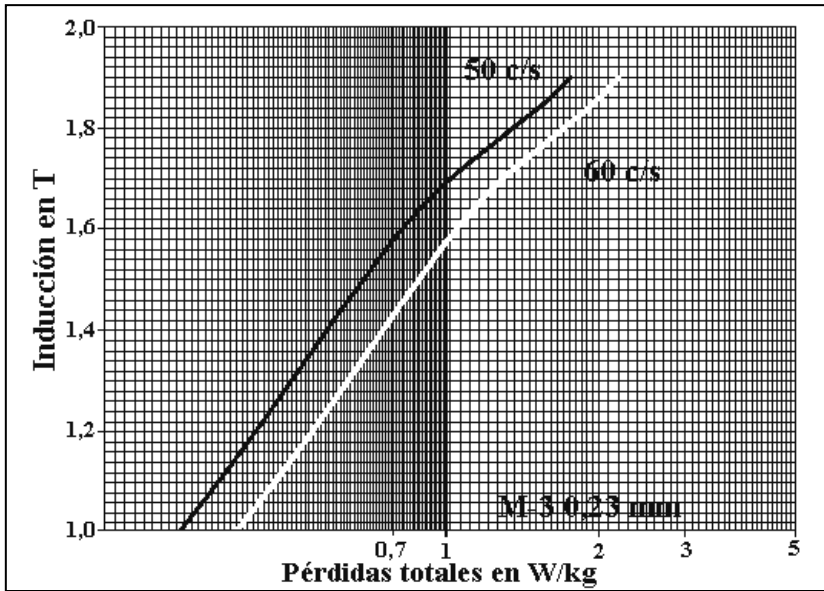


Fig. 2.11.1: Curva de pérdidas – M3 - 0,23 mm

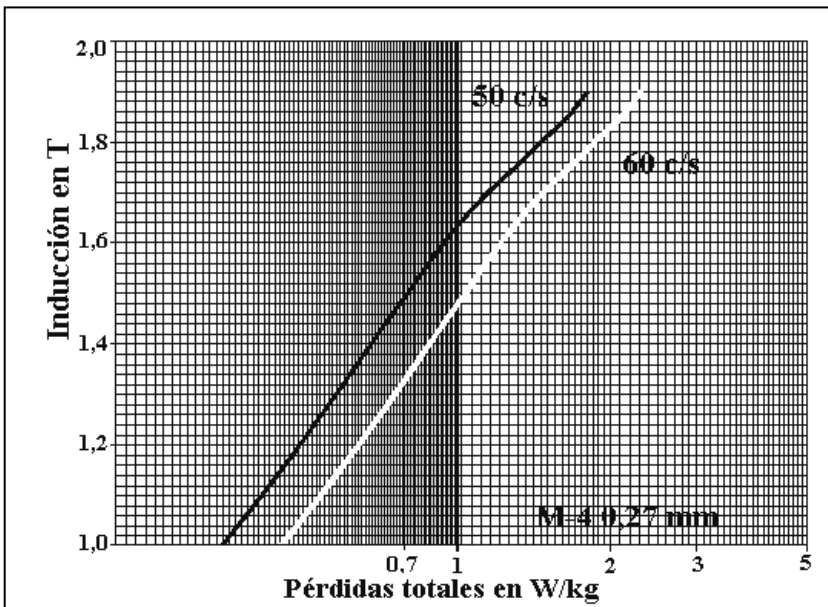


Fig. 2.11.2: Curva de pérdidas – M4/120 – 0,27 mm

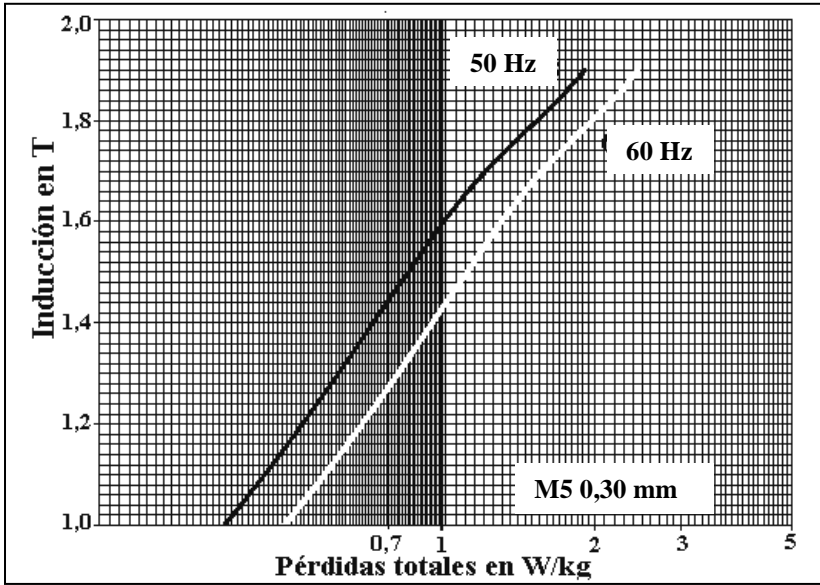


Fig. 2.11.3: Curvas de Pérdidas – M5/125 – 0,30 mm

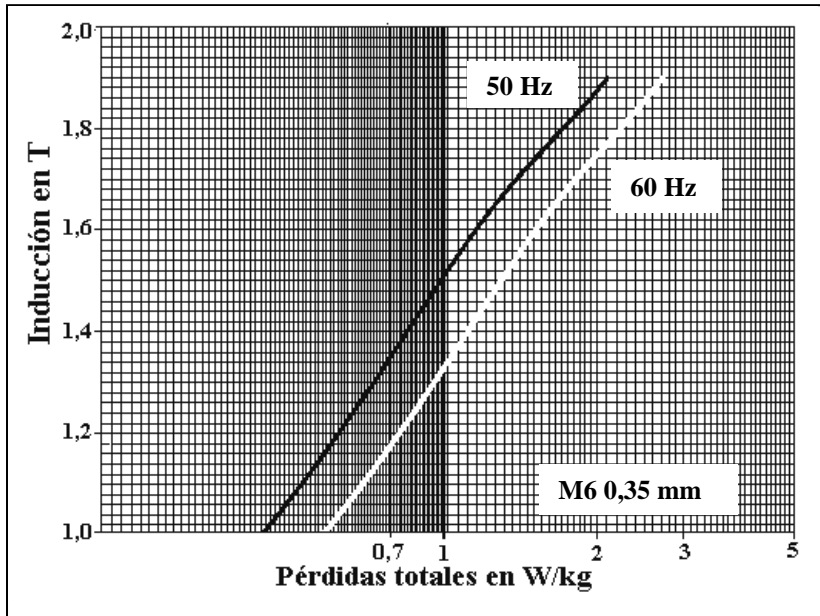


Fig. 2.11.4: Curva de pérdidas – M6 - 0,35 mm

Capítulo 3

Tipo de prestación

3.1 DATOS NECESARIOS PARA EL CÁLCULO

El hecho industrial de diseñar y construir una máquina presupone el conocimiento de una serie de condiciones, que constituyen el servicio al que se destinará la máquina. Esto es, que vamos a construir un transformador conociendo las exigencias de carga a que puede estar sometido, y lugar de instalación.

Toda máquina tiene un régimen nominal para el cuál ha sido construida. De acuerdo a las normas IRAM CEA F 20-99, e IRAM 2900 podemos definir:

- **Régimen nominal:** es el conjunto de las condiciones de funcionamiento para las cuales ha sido construida la máquina; comprende la tensión, la potencia, la clase de servicio, la frecuencia, la intensidad de corriente, el factor de potencia, la velocidad, etc. nominales
- **Potencia nominal:** De todas esas condiciones la más importante es la potencia nominal, que podemos definir diciendo: es la potencia que la máquina puede desarrollar cuando las restantes condiciones son las nominales, sin que las sobre elevaciones de temperatura en sus diversos órganos alcancen o sobrepasen las correspondientes temperaturas límites.

Si bien ya vimos algo al respecto en el primer capítulo de este trabajo, recordemos lo visto.

Los datos fundamentales a los que debe ajustarse un transformador (como se ha mencionado) son, generalmente, las tensiones nominales primarias y secundarias U_1 y U_2 en carga, para un $\cos \varphi_2 = 1$ o 0,8, y la capacidad o potencia nominal trifásica:

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2$$

La tendencia cada vez más generalizada, a definir como la potencia nominal del transformador la del lado primario. No obstante, IRAM define la potencia nominal para transformadores, como la potencia eléctrica en los bornes secundarios, expresados en kVA.

En el cálculo debe partirse de las tensiones en vacío E_1 y E_2 , y de las intensidades de plena carga I_1 e I_2 .

Como la caída de tensión en los transformadores es pequeña, se prescinde de ella a veces y se calcula en base a las diferencias de potencial U_1 y U_2 . No obstante, con la tendencia moderna a introducir mayor dispersión para protegerlos contra los cortocircuitos, la diferencia puede hacerse apreciable.

Se recomienda tomar en vacío una tensión superior a la de plena carga, según las caídas de tensión dadas en la Fig. 1.3 anterior. Si la tensión U_2 , especificada en carga tiene un $\cos \varphi_2 = 1$, se adopta el valor obtenido en la figura mencionada. Si el $\cos \varphi_2$ fuera de 0,8, se admite una caída de tensión de dos a tres veces mayor. El porcentaje de caída se dividirá por igual entre primario y secundario.

A continuación analizaremos un ejemplo:

Sea un transformador trifásico estrella / estrella, de 500 kVA – 6000/220 V, con una caída total del 5 % a plena carga y con $\cos \varphi_2 = 0,8$.

Se considera una caída del 2,5 % en el primario y en el secundario, por ello las tensiones serán:

$$E_2 = 220V - \frac{2,5}{100} \cdot 220V = 214,5V$$
$$E_1 = 6000V - \frac{2,5}{100} \cdot 6000V = 5850V$$

La relación de transformación nominal y en carga será:

$$k = \frac{5850V}{214,5V} = \frac{6000V}{220V} = 27,27$$

En la práctica, este mismo transformador, se considerara a la potencia nominal como primaria y con tensión primaria constante, aumentando la tensión secundaria de vacío hasta valores 5 % superiores a los de servicio (231V), para compensar la caída de tensión en carga. Por ello se calculará el transformador con los siguientes valores:

- Tensión primaria de fase: $6000V / \sqrt{3} = 3460V$
- Corriente primaria de fase: $500kVA / \sqrt{3} \cdot 6kV = 48A$
- Tensión secundaria de fase: $231V / \sqrt{3} = 133,5V$
- Corriente secundaria de fase: $500000VA / \sqrt{3} \cdot 231V = 1250A$

Es a estos valores que se referirán las garantías de pérdidas.

La corriente primaria I_1 es algo mayor que la secundaria referida a ese bobinado, $I_{21} = I_2 \cdot N_2 / N_1$ debido a la corriente de vacío I_0 , pero esta corrección no se efectúa nunca, por carecer, en realidad, de importancia práctica para las pérdidas o el calentamiento.

De una u otra forma, hechas o no las correcciones, y partiendo de los datos de la tensión y la potencia S, se fijan los valores de las tensiones

primaria y secundaria: $E_1 = U_1$, $E_2 = U_2$ y de las intensidades respectivas I_1 e I_2 , sobre las cuales se basan todos los cálculos siguientes.

Estos datos, se entienden, por devanado, teniendo en cuenta el sistema de conexión adoptado, esto es: estrella, triángulo o zig-zag.

3.2 - TIPO DE SERVICIO

Una máquina eléctrica puede ser usada de diversas formas, y de acuerdo a ello será su tipo de servicio o clase de servicio. Usualmente se determinan tres tipos de servicios, según las siguientes definiciones:

- **Servicio Permanente:** es el caracterizado por el funcionamiento continuo de la máquina a régimen nominal, durante tiempo ilimitado.
- **Servicio Temporario:** es el caracterizado por el funcionamiento ininterrumpido de la máquina a régimen nominal durante un lapso determinado y de manera que, en el período de reposo, su temperatura desciende hasta la del medio ambiente.
- **Servicio Intermitente:** es el caracterizado por el funcionamiento ininterrumpido de la máquina a régimen nominal durante un lapso determinado, seguido de un lapso de reposo, también determinado, durante el cual su temperatura no desciende hasta la del medio ambiente.

Si analizamos, a modo de ejemplo un transformador funcionando, en la figura (3.2) que sigue, se representan las curvas de calentamiento para la misma máquina, trabajando en las tres clases de servicio.

En servicio permanente, la sobreelevación de temperatura alcanza el valor θ_{max} , bajo el cual deberá estar en condiciones de funcionar indefinidamente.

La misma máquina, con servicio temporario, tiene un período de marcha t_M y otro de reposo t_R , y la suma de ambos valores proporciona el tiempo del llamado ciclo de trabajo T_o .

Es de destacar que este T_o no tiene relación con la constante de tiempo térmica.

Finalizado el ciclo, la temperatura vuelve prácticamente a ser la del ambiente.

En el servicio intermitente, al finalizar los períodos de trabajo T_o , la máquina no alcanza la temperatura de partida del ciclo, lo que da lugar a que se produzca un paulatino aumento hasta alcanzar el valor final θ''_{max} .

Es interesante observar que la potencia nominal de una máquina puede variar según el tipo de servicio al que está sometida, ya que en los servicios temporarios e intermitentes, hay una reserva de temperatura que es posible aprovechar aumentando la potencia como puede apreciarse en la Fig. 3.2.

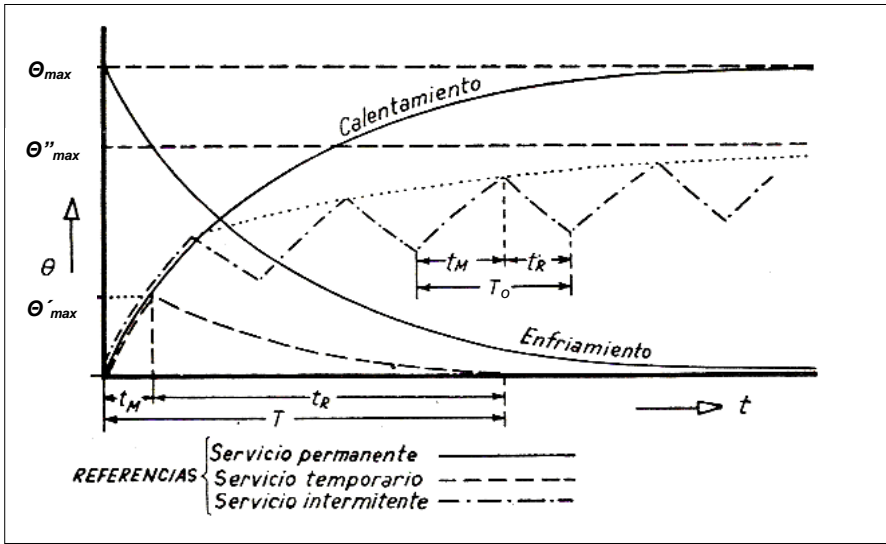


Fig. 3.2: Tipos de servicio de un transformador

3.3 - CAPACIDAD DE SOBRECARGA

Un transformador construido para servicio permanente puede suministrar por tiempo indefinido su potencia nominal.

No obstante, si se lo somete a servicio temporario, es posible obtener de él potencias superiores a la nominal, sin perjuicio para el transformador (deterioro de los aislantes por temperatura).

Para comprender esto recurrimos a la Fig. 3.3 siguiente, donde las diversas curvas de sobreelevación de temperatura corresponden a potencias de trabajo superiores a la nominal, y pertenecen todas a la misma máquina eléctrica.

La curva inferior de trazo más grueso, es la correspondiente al funcionamiento permanente, y la sobreelevación de temperatura máxima θ_{max} es aproximadamente la sobreelevación límite cuando el transformador está bien diseñado y están bien aprovechados los aislantes.

Si esta máquina es obligada a suministrar una potencia superior, la sobreelevación de temperatura será mayor, motivo por el cual el tiempo de permanencia de dicha sobrecarga será menor, y tanto menor cuanto mayor sea la sobrecarga como se observa en la mencionada figura.

En virtud de lo anterior se puede hacer el siguiente razonamiento:

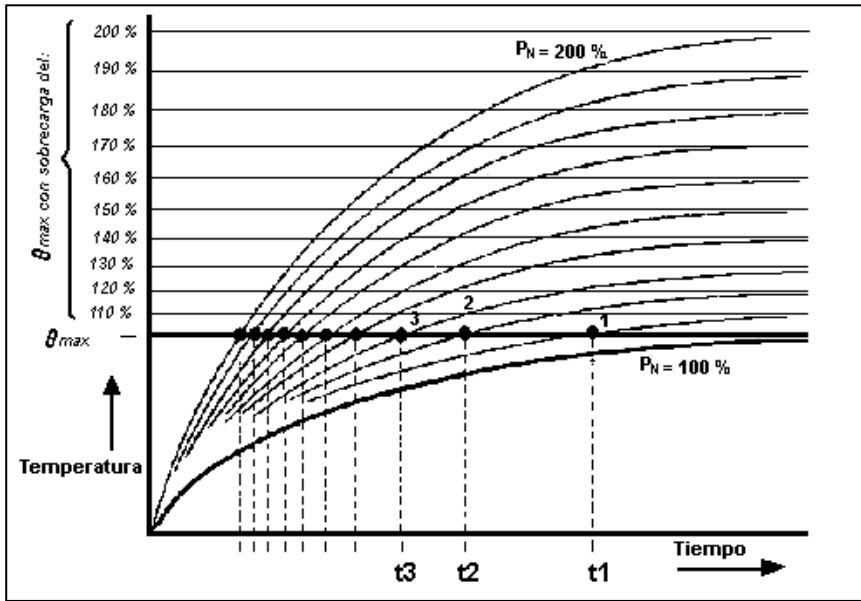


Fig. 3.3: Curvas de sobreelevación de potencia de trabajo, para una misma máquina

El rendimiento η está dado por:

$$\eta = \frac{P_u}{P_u + P} \quad (3.3.1)$$

Donde P_u es la potencia útil o activa que entrega la máquina, y P la potencia total de pérdidas. De aquí se deduce que las pérdidas se pueden expresar por medio de:

$$P = P_u \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \quad (3.3.2)$$

La sobreelevación máxima de temperatura (θ_{max}) puede expresarse mediante la siguiente ecuación, donde q es la potencia calorífica, o calor aportado por las pérdidas P , y 0,86 el factor de relación entre las potencias eléctrica y calorífica ($1 \text{ kcal/h} = 1,16 \text{ W} = 1,16 \text{ J/s}$):

$$\theta_{max} = \frac{q[\text{kcal/h}]}{S.H} = 0,86 \left[\frac{\text{kcal/h}}{\text{W}} \right] \cdot \frac{P[\text{W}]}{S.H} \quad (3.3.3)$$

Observamos que la misma, es función inversa de las superficies emisoras S y del coeficiente de emisión de temperatura H , en $kcal/h\ m^2\ ^\circ C$.

Reemplazando en ésta última el valor de las pérdidas en función de P_u :

$$\theta_{max} = \frac{0,86}{S.H} \cdot P_u \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \quad (3.3.4)$$

Podemos expresar, en forma genérica, que:

$$\theta_{max} = f(P_u; \eta)$$

Lo que nos indica que las sobreelevaciones máximas son función de la potencia útil y del rendimiento.

Por lo tanto si hacemos trabajar a la máquina con sobrecarga, alcanzará la sobreelevación máxima θ_{max} en un cierto tiempo, el que será menor cuanto mayor sea la sobrecarga.

En base a esto se han dibujado las curvas de sobreelevación para diferentes sobrecargas, observándose lo dicho que cuanto mayor es la carga de trabajo, mayor es la sobreelevación de temperatura que alcanzará el transformador.

Para cualquier potencia superior al 100 %, sobrepasará la sobreelevación límite, no pudiendo trabajar en servicio permanente, pero sí en servicio temporario.

Efectivamente, si aplicamos una sobrecarga del 10%, es decir trabajando el transformador al 110 %, ésta alcanzará la sobreelevación máxima o límite en el tiempo indicado con t_1 en la Fig. 3.3 (Punto 1).

Hasta ese momento, la sobreelevación no da lugar a una temperatura que comprometa los aislantes.

Si llegados al tiempo t_1 detenemos el funcionamiento y dejamos enfriar el transformador hasta la temperatura ambiente, podemos repetir el ciclo tantas veces como sea necesario sin ningún tipo de riesgo, dado que no se alcanzará una temperatura final peligrosa para su aislación.

Igual razonamiento podemos hacer para una potencia nominal del 120 %, y veremos que solo podemos trabajar un tiempo t_2 , ya que a partir del mismo, las sobreelevaciones de temperatura sobrepasarían el valor límite.

Para valores por debajo de la potencia nominal, el tiempo de funcionamiento es infinito.

3.4 - CALENTAMIENTO

Como sabemos, en el transformador se producen pérdidas en el hierro y en el cobre que generan calor y elevan la temperatura de los distintos elementos internos.

Estas temperaturas son las que fijan el régimen de carga.

Las temperaturas límites que pueden tolerar los arrollamientos, según Normas IRAM, se indican en la Tabla 3.4 siguiente, válida exclusivamente para transformadores.

Tabla 3.4: Temperaturas límites en arrollamientos de transformadores (IRAM CEA F 20-99)

Aislación	Temperaturas límites en °C				
	Clase A	Clase E	Clase B	Clase F	Clase H
Bobinados en aire (Medidos por Resistencia)	60	75	80	100	125
Bobinados en aceite (Medidos por Resistencia)	65	-----	-----	-----	-----

3.5 - SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

La denominación y características de los sistemas de refrigeración más empleados en transformadores sumergidos en aceite, se resumen en la siguiente tabla, de acuerdo a la Norma IRAM CEA F 20-99:

Tabla 3.5: Sistemas de refrigeración típicos para transformadores en aceite

Denominación	Función
ONAN (Oil Natural circulation Air Natural circulation)	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire en los radiadores
ONAF (Oil Natural circulation Air Forced circulation)	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada de aire a través de los radiadores
OFAF (Oil Forced circulation Air Forced circulation)	Refrigeración mediante circulación forzada del aceite (bombas hacia los radiadores) y circulación forzada de aire a través de los radiadores
ODAF (Oil forced circulation Directed Air Forced circulation)	Circulación forzada y dirigida del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores y elementos de direccionamiento en el interior del transformador hacia los canales de aceite) y circulación forzada de aire a través de los radiadores.

Capítulo 4

Cálculo del núcleo

4.1 NÚCLEO MAGNÉTICO

Podemos definirlo como el camino de baja reluctancia, destinado a conducir la mayor parte del flujo magnético (porque una pequeña parte circula por el aire, siendo éste el flujo disperso), que concatenan los arrollamientos primarios y secundarios.

Está constituido por columnas, destinadas a contener los arrollamientos, y los yugos o culatas destinadas a unir magnéticamente las columnas.

Podemos clasificarlos como núcleos a columnas y acorazados.

Los acorazados, con mayor volumen de hierro, tienen menor flujo disperso, y se caracterizan porque las columnas laterales tienen una sección igual a la mitad de las columnas centrales.

Los transformadores monofásicos se construyen exclusivamente con núcleos tipo ventana o acorazados, como se indica en las Fig. 4.1.1 y Fig. 4.1.2 respectivamente.

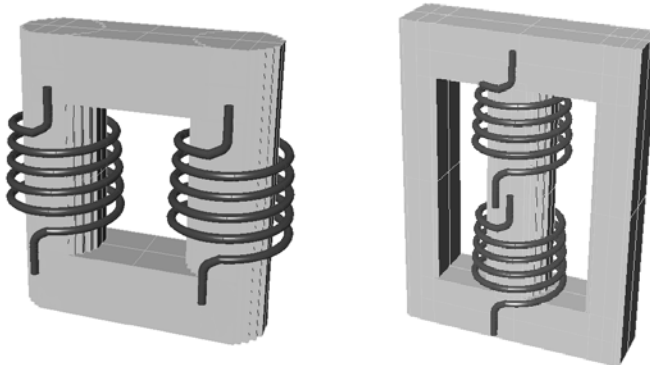


Fig. 4.1.1: Núcleo ventana monofásico

Fig. 4.1.2: Núcleo acorazado monofásico

En cuanto a los transformadores trifásicos, también se pueden construir del tipo acorazado, con diferentes formas constructivas, como se indican en las Fig. 4.1.3 y Fig. 4.1.4 siguientes.

La forma constructiva indicada en la Fig. 4.1.3 es utilizada frecuentemente en la construcción de transformadores del tipo denominado monoposte (por su forma de instalación).

En cambio la forma constructiva indicada en la Fig. 4.1.4 no es de uso frecuente en distribución, pero sí en los grandes transformadores utilizados en la transmisión de la energía eléctrica.

Por sencillez constructiva y ahorro de laminación la mayoría de los transformadores trifásicos de distribución se construyen con núcleo coplanar (las tres columnas en el mismo plano), y del tipo a columnas, como se indica en las Fig. 4.1.5.

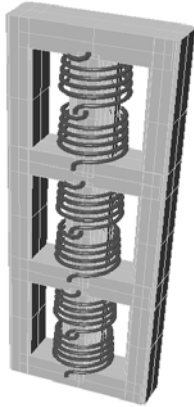


Fig. 4.1.3: Núcleo trifásico acorazado

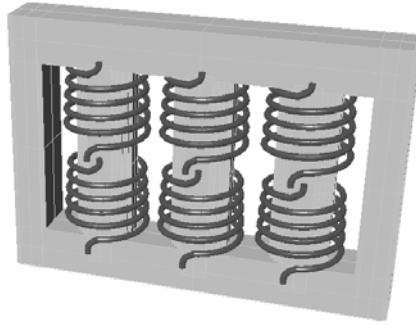


Fig. 4.1.4: Núcleo trifásico acorazado

Por su forma constructiva presenta un pequeño desequilibrio en las corrientes de vacío (la corriente de vacío en la fase de la columna central es menor a la de las columnas laterales) debido a que el circuito magnético correspondiente a la columna central, presenta menor reluctancia que el de las laterales. También debido a la interferencia de las columnas laterales para evacuar el calor, la columna central siempre trabaja a mayor temperatura.

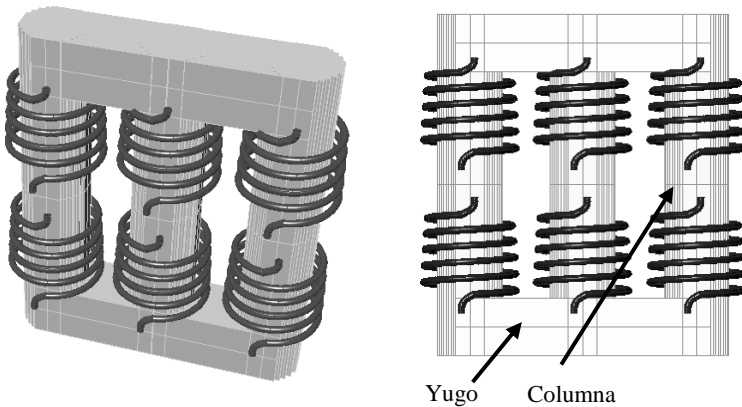


Fig. 4.1.5: Esquema de transformador trifásico con núcleo a columnas con sus arrollamientos primario y secundario

El problema del calentamiento de la columna central (debido al aporte calórico de las columnas laterales) y equilibrar las tres columnas en lo que respecta a las reluctancias y a los flujos dispersos, puede solucionarse

construyendo el núcleo con las columnas a 120°, como se muestra en la siguiente Fig.4.1.6.

Los núcleos de columnas a 120 grados tienen la gran complejidad del ensamblado de las tres columnas, motivo por el cual esta disposición no es utilizada.

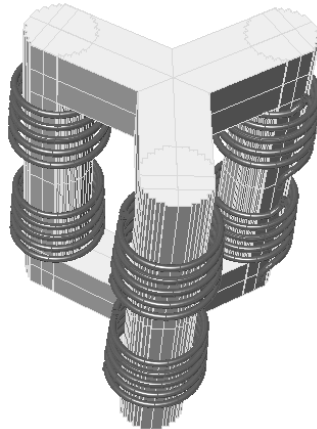


Fig. 4.1.6: Núcleo trifásico con columnas a 120 grados

4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL NÚCLEO

4.2.1 Ecuaciones fundamentales

La fórmula fundamental de partida para la determinación de la sección de las columnas y de las medidas del circuito magnético es la de la f.e.m., por fase. Previo a iniciar el proceso de cálculo, recordemos que el circuito magnético es recorrido por un flujo senoidal de valor instantáneo:

$$\phi = \phi_{max} \cdot \text{sen} \omega t \quad (4.2.1.1)$$

$$\phi = \phi_{max} \cdot \text{sen} 2\pi f t \quad (4.2.1.2)$$

La fuerza electromotriz instantánea inducida en los arrollamientos, por la ley de Lenz es:

$$e = -N \cdot \frac{d\phi}{dt}$$

$$e = -N \cdot 2\pi \cdot f \cdot \phi_{max} \cdot \cos \omega t \quad (4.2.1.3)$$

$$e = -N \cdot 2\pi \cdot f \cdot \phi_{max} \cdot \text{sen}(\omega t - \frac{\pi}{2}) \quad (4.2.1.4)$$

Siendo su valor máximo expresado en volts:

$$E_{max} = -N \cdot 2\pi \cdot f \cdot \phi_{max} \cdot 10^{-8} \quad (4.2.1.5)$$

Su valor eficaz es:

$$E = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot N \cdot 2\pi \cdot f \cdot \phi_{max} \cdot 10^{-8}$$

$$E = 4,44 \cdot N \cdot f \cdot \phi_{max} \cdot 10^{-8} \quad (4.2.1.6)$$

Si E esta expresada en volts, la frecuencia en Hz, el flujo máximo θ_{max} debe expresarse en función de la inducción, en Tesla = Wb/m², y la superficie neta de hierro S_n en m², quedando:

$$E = 4,44 \cdot N \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-8} \quad (4.2.1.7)$$

Expresando S_n en centímetros cuadrados: (1 m² = 10⁴cm²), tenemos que:

$$E = \frac{4,44 \cdot N \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n}{10^4} \quad (4.2.1.8)$$

Prácticamente hoy en día, los núcleos se construyen con chapas de hierro al silicio, laminadas en frío de 0,35 mm, aisladas por tratamiento químico.

El factor propio de apilado debido a la delgadísima capa aislante es muy elevado, del orden del 97 %, pero en la práctica, debido a que las chapas se alabea, lo que impide prensarlas perfectamente planas, las rebabas y elementos de fijación, conviene considerar un factor de apilado en el espesor de, **fa (factor de apilado) = 0,93.**

Las chapas más antiguas laminadas en caliente y barnizadas tenían un factor de apilado algo menor. Las más antiguas, aisladas con papel, su factor de apilado era de 0,88.

La sección bruta del núcleo o sección geométrica (S_g) es:

$$S_g = \frac{S_n}{0,93} = \frac{S_n}{f_a}$$

Donde S_n es la sección neta de hierro, y f_a el factor de apilado. Por ello podemos expresar a la tensión como:

$$E = \frac{4,44 \cdot N \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_g \cdot f_a}{10^4} \quad (4.2.1.9)$$

Normalmente, esta sección de hierro se dispone escalonada por paquetes de diferente ancho (escalones) e inscrita en un círculo, para poder dar a las bobinas la forma cilíndrica, de menor trabajo de construcción, además de ser la más apta para soportar los esfuerzos de corto circuito.

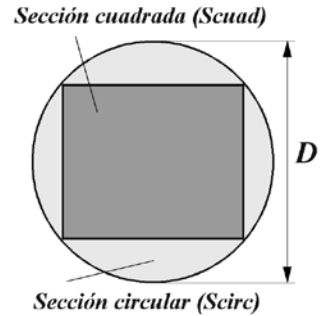
Es decir existe un factor de relación entre la sección de la columna de hierro, que depende de la cantidad de escalones (S_g) y la sección del diámetro circunscrito (S_{circ}), que denominaremos **factor de forma (ff)**.

Para el caso de una columna de sección cuadrada ($S_g = S_{cuad}$) vale:

$$ff = \frac{\text{Sección..cuadrada}}{\text{Sección..circular}} = \frac{S_{cuad}}{S_{circ}}$$

Para una columna de sección cuadrada vale:

$$ff = \frac{\left(\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot D\right)^2}{\frac{\pi \cdot D^2}{4}} = \frac{\frac{2 \cdot D^2}{4}}{\frac{\pi \cdot D^2}{4}} = \frac{2}{\pi}$$



$S_{cuad} = S_{circ} \cdot ff$, por lo tanto, generalizando para cualquier perfil de columna, podemos expresar a la tensión como:

$$E = \frac{4,44N \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_{circ} \cdot f_a \cdot ff}{10^4} \quad (4.2.1.10)$$

Reemplazando la superficie (S_{circ}) por su equivalente, en función del diámetro circunscripto D tenemos:

$$E = \frac{4,44N \cdot f \cdot B_{max} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot fa \cdot ff}{10^4 \cdot 4} \quad (4.2.1.11)$$

Si llamamos **factor de proporcionalidad** a: $fp = \frac{\pi}{4}$

$$E = \frac{4,44 \cdot N \cdot f \cdot B_{max} \cdot D^2 \cdot fa \cdot ff \cdot fp}{10^4} \quad (4.2.1.12)$$

Agrupando constantes, llamamos **factor de utilización** a: $k_0 = fa \cdot ff \cdot fp$

$$E = \frac{4,44N \cdot f \cdot B_{max} \cdot D^2 \cdot k_0}{10^4} \quad (4.2.1.13)$$

Siendo $k_0 \cdot D^2 = S_n$ (Sección neta de hierro)

El factor k_0 para una columna cuadrada vale: $k_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{2}{\pi} \cdot 0,93 = 0,465$

(ver Tabla. 4.2.2.1). Operando llegamos a:

$$E = \frac{N \cdot f \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2}{2250} \quad (4.2.1.14)$$

Donde;

E = f.e.m. eficaz, o tensión nominal, en voltios

f = frecuencia en Hz

N = número de espiras por fase

B_{max} = inducción máxima en el núcleo, en Tesla

D = diámetro circunscripto a la columna en centímetros.

k_0 = factor de utilización

Si multiplicamos ambos términos por la corriente I , y multiplicamos y dividimos por la longitud L de la columna en el segundo término, tenemos:

$$E \cdot I = \frac{f \cdot N \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2}{2250} \cdot I \cdot \frac{L}{L}$$

Si tenemos en cuenta que:

- $S_f = E \cdot I$ es la potencia de la columna o potencia aparente por fase.
- $q = N \cdot I / L$ es la carga lineal (ver aclaración en el punto 4.2.5).
- $V_{col} = k_0 \cdot D^2 \cdot L$ es el volumen “neto” de una columna.

Reemplazando en la ecuación anterior obtenemos:

$$S_f = \frac{f \cdot q \cdot V_{col} \cdot B_{max}}{2250} \text{ (kVA)}$$

(4.2.1.15)

La ecuación 4.2.1.15 es la expresión de la potencia nominal primaria por fase para nuestro transformador.

La potencia total trifásica (S_N) será:

$$S_N = \frac{m \cdot f \cdot q \cdot V_{col} \cdot B_{max}}{2250} \text{ (kVA)}$$

Siendo m el número de fases.

Se define como **coeficiente de utilización “C”**, del transformador, a la siguiente relación:

$$C = \frac{S_N / m}{V_{col}} = \frac{S_f}{k_0 \cdot D^2 \cdot L} = \frac{f \cdot q \cdot B_{max}}{2250} \left(\frac{\text{kVA}}{\text{dm}^3} \right)$$

(4.2.1.16)

Donde:

S_N = potencia del transformador en kVA absorbidos

S_f = potencia por fase del transformador en kVA

V_{col} = volumen de la columna en cm^3

D = diámetro circunscrito en cm

L = longitud de la columna en cm

q = carga lineal, en Ac/cm a lo largo de L

B_{max} = inducción en Teslas

f = frecuencia en Hz

m = es el número de fases del transformador (igual a 2, para un transformador monofásico de doble columna)

4.2.2 - Secciones de columna

Diversos autores muestran, indicando para el número de escalones adoptado para la columna (que a su vez depende de la potencia del transformador y de la relación costo-beneficio de su construcción), las distintas medidas de los escalones, a efectos de indicar al proveedor del material, la cantidad de chapas de laminación y sus medidas. A continuación en la Fig. 4.2.2 se muestran las medidas de una columna, (en este caso de cuatro escalones) donde los escalones se acotan en función del diámetro circunscrito D , a efectos de poder proporcionar las medidas de los escalones con el diámetro calculado que resulte del diseño

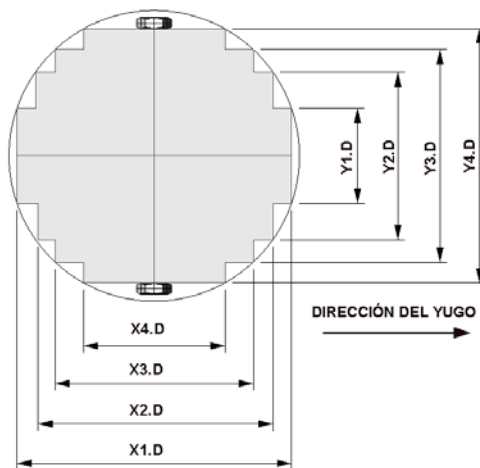


Fig. 4.2.2: Columna de cuatro escalones

Para un diámetro unitario ($D=1$), es de observar que $X1 > Y4$, y el motivo es dejar lugar suficiente para colocar acuñados entre la columna y el tubo de aislación, o cabezas de bulones y tuercas, (tal como se muestra en la Fig.4.2.2), y para dejar el apoyo suficiente de los perfiles de hierro que prensan la unión de la laminación entre la columna y el yugo. Se efectúa una reducción variable de los valores de “Y” a partir del cuarto escalón del 2 %, hasta el 10 % para infinitos escalones.

La diferencia mencionada se aplica a partir del cuarto escalón, porque se entiende que hasta el tercero, el espacio para acuñado y la superficie de apoyo es suficiente.

En el ANEXO 1 se muestran las ecuaciones utilizadas para el cálculo de los escalones, así como el diagrama de flujo del proceso de cálculo iterativo.

Tabla 4.2.2.1: Medidas de columnas de hasta 10 escalones, y D=1

ESCALONES										
	1		2		3		4		5	
n	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn
1	0,707	0,707	0,851	0,526	0,906	0,424	0,936	0,352	0,954	0,298
2	-----	-----	0,526	0,851	0,707	0,707	0,829	0,560	0,873	0,487
3	-----	-----	-----	-----	0,424	0,906	0,680	0,734	0,763	0,646
4	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0,509	0,861	0,635	0,773
5	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0,498	0,867
6	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
7	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
8	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
9	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
10	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
ko	0,465		0,575		0,622		0,637		0,650	

ESCALONES										
	6		7		8		9		10	
n	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn	Xn	Yn
1	0,965	0,262	0,972	0,235	0,977	0,213	0,981	0,196	0,983	0,182
2	0,901	0,434	0,920	0,392	0,934	0,358	0,944	0,331	0,951	0,308
3	0,816	0,578	0,852	0,524	0,877	0,481	0,896	0,445	0,910	0,414
4	0,716	0,698	0,772	0,636	0,811	0,585	0,840	0,543	0,862	0,507
5	0,606	0,796	0,682	0,731	0,737	0,676	0,778	0,629	0,809	0,588
6	0,494	0,870	0,587	0,810	0,657	0,754	0,710	0,705	0,750	0,661
7	-----	-----	0,493	0,870	0,573	0,819	0,638	0,770	0,688	0,726
8	-----	-----	-----	-----	0,494	0,869	0,564	0,826	0,623	0,782
9	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0,496	0,868	0,558	0,830
10	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0,499	0,867
ko	0,657		0,663		0,666		0,668		0,670	

En la Tabla 4.2.2.1 precedente, se indican los valores obtenidos del cálculo hasta columnas de hasta 10 escalones. Se indica para cada perfil de columna el valor de k_0 (factor de utilización) que recordamos es el producto del factor de forma, por el factor de apilado y por el factor de proporcionalidad.

La selección del perfil de la columna es una solución de compromiso entre el costo implícito en la mayor cantidad de cortes de laminación, y la menor cantidad de cobre de los arrollamientos al ser menor el diámetro circunscrito, y en consecuencia menor espira media.

Como orientación, pueden usarse la cantidad de escalones recomendadas en la siguiente tabla, que son el resultado de la relación costo/beneficio en la construcción de columnas para transformadores, por parte de distintos fabricantes:

Tabla 4.2.2.2: Escalones en función de la potencia nominal del transformador

Potencia nominal S_N en kVA	1 a 10	10 a 100	100 a 500	500 a 1000	1000 a 1500	1500 a 10000	10000 a 40000	>40000
Escalones recomendados	1	2	3	4	5	6	7	8
Factor de utilización (k_o)	0.465	0.57	0.61	0.64	0.655	0.67	0.69	0.7

4.2.3 Inducción máxima

La frecuencia (f) es un dato de la red y la inducción (B_{max}), determinante de las pérdidas por kilogramo de chapa, varía entre límites restringidos, aumentándose de acuerdo a la siguiente figura hasta 600 kVA.

A partir de ese valor de potencia la inducción de diseño se considera de 1,7 Tesla.

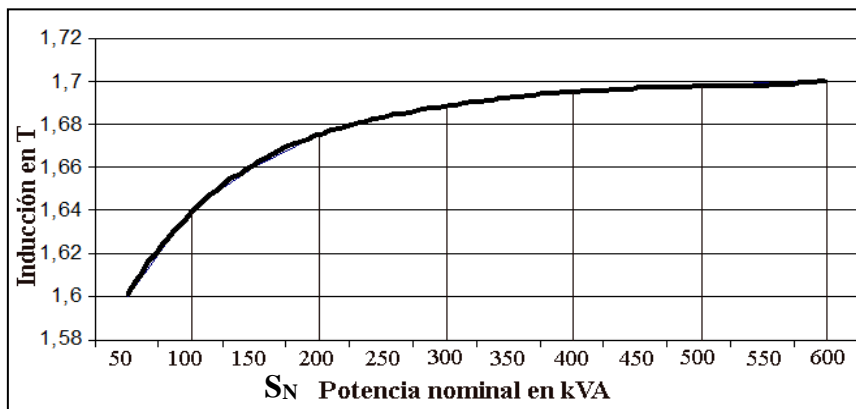


Fig. 4.2.3: Valores recomendados de inducción para laminación de hierro silicio de grano orientado.

4.2.4 Diámetro circunscripto

Fijado el valor de la inducción teórica en las columnas (B_{max}), cuanto mayor se elija el diámetro D , mayor será el flujo y menor el número de espiras por fase, con lo cual la caída de impedancia será también menor y mayores las corrientes de corto circuito.

El costo del transformador y la distribución de las pérdidas totales entre el hierro y el cobre también se encuentran influenciados por la relación entre diámetro y longitud de la columna.

El diámetro D , circunscrito al núcleo puede ajustarse bastante bien a la fórmula empírica utilizada por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Extremadura, España:

$$D = 4,1153 \cdot S_N^{0,2497}$$

En forma aproximada se puede adoptar:

$$D = 4 \cdot \sqrt[4]{S_N} \quad (4.2.4)$$

Donde:

D = diámetro circunscripto expresado en cm.

S_N = potencia nominal trifásica expresada en kVA

El siguiente gráfico también permite estimar el diámetro D circunscripto a la columna en función de la potencia nominal del transformador:

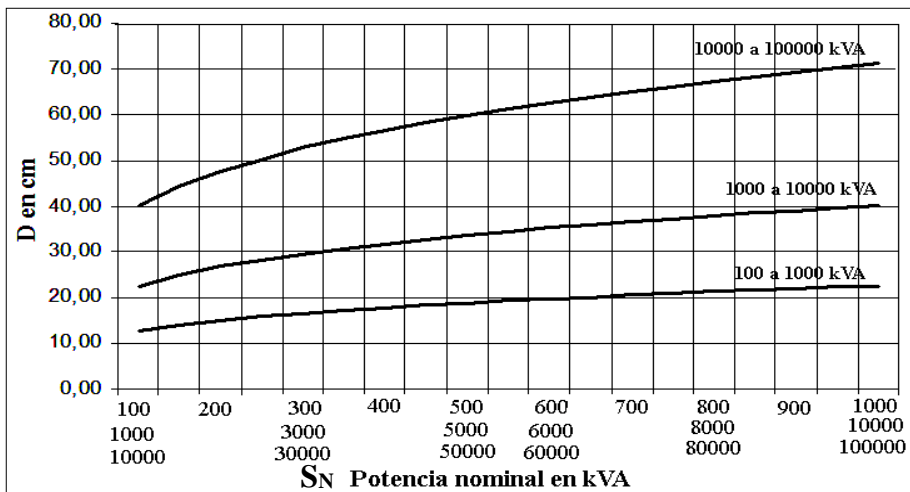


Fig. 4.2.4: Diámetro de la circunferencia circunscripta al núcleo

4.2.5 Carga lineal específica preliminar

La carga lineal específica (q) indica de como esta distribuída la fuerza magnetomotriz ($N \cdot I$) en la columna, por ello se define como:

$$q = \frac{N \cdot I}{L} \left(\frac{Av}{cm} \right) \tag{4.2.5}$$

Donde (N) es el número de espiras del arrollamiento, (I) la corriente que lo circula y (L) la longitud axial del mismo, o en la dirección de la columna.

Siempre influye sobre la reactancia de corto circuito del transformador y sobre el calentamiento de los bobinados.

Suele tomarse como punto de partida, para la determinación de la longitud de la columna, y una vez fijado el número de conductores de los arrollamientos, verificar el valor de q .

Como orientación previa, podemos utilizar los datos de la Fig. 4.2.5, que se reproduce a continuación, con cuyo valor se pueden calcular las medidas preliminares de la columna.

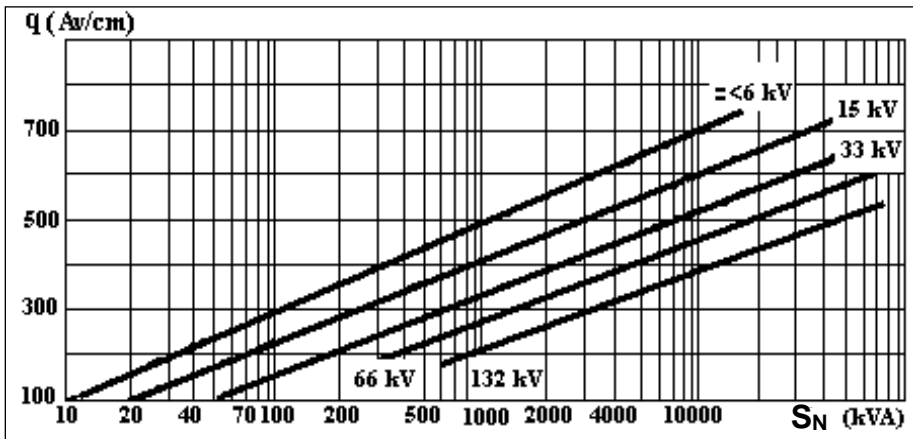


Fig. 4.2.5: Carga lineal específica en función de la potencia trifásica aparente, para distintas tensiones

4.2.6 Coeficiente de utilización del transformador

Conocida la frecuencia y la inducción máxima, puede determinarse con la Ec.4.2.1.16 vista (y que se transcribe a continuación), el valor del coeficiente de utilización (C), adoptando un valor de carga lineal (q):

$$C = \frac{S_N / m}{V_{col}} = \frac{f \cdot q \cdot B_{max}}{2250} \quad \left(\frac{\text{kVA}}{\text{dm}^3} \right)$$

Una vez establecido C a través de la inducción B_{max} y de la carga lineal q que se consideren pertinentes, (mediante cálculo o por medio de los gráficos), se deduce el volumen necesario por columna.

$$V_{col} = \frac{S_N / m}{C} \quad (\text{cm}^3)$$

Queda solo por resolver el reparto de este volumen de una columna (V_{col}) entre sus dos dimensiones, el diámetro circunscrito D (cm.) y la longitud L (cm.).

$$V_{col} = k_0 \cdot D^2 \cdot L \quad (\text{cm}^3)$$

La Fig. 4.2.6 siguiente permite determinar el coeficiente de utilización en forma gráfica, en función de la potencia aparente trifásica del transformador y de la máxima tensión de sus arrollamientos.

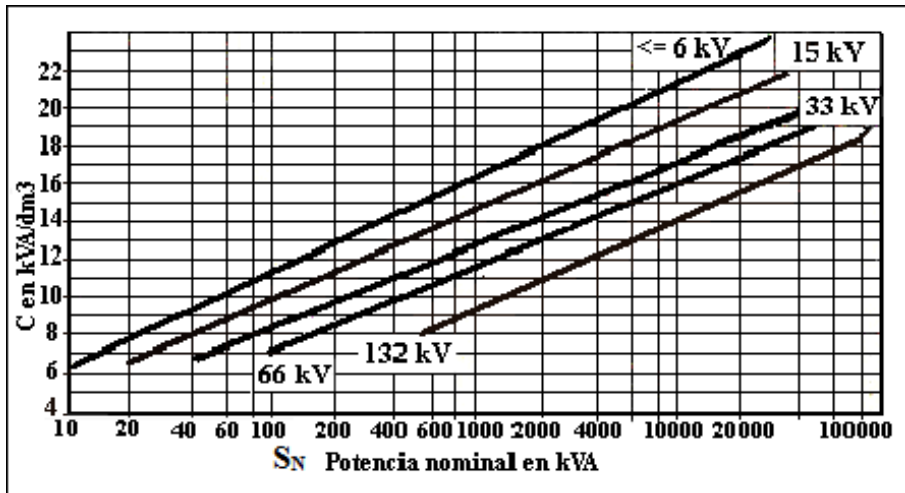


Fig. 4.2.6: Coeficiente de utilización de los transformadores a 50 Hz.

4.2.7 Cálculo de la Altura de la columna (L)

Como punto de partida pueden adoptarse los datos que proporciona la Fig. 4.2.4, en cuanto al diámetro circunscrito en función de la potencia aparente trifásica (S_N). La longitud resulta, entonces:

$$L = \frac{V_{col}}{k_0 \cdot D^2} \text{ (cm)}$$

4.2.8 Cálculo del ancho de la ventana (a)

Con los valores del diámetro D y de la longitud L de la columna ya hallados, debe determinarse el ancho de la ventana a , y debe ser tal que permita el alojamiento de los bobinados, guardando las distancias aislantes que las tensiones exijan.

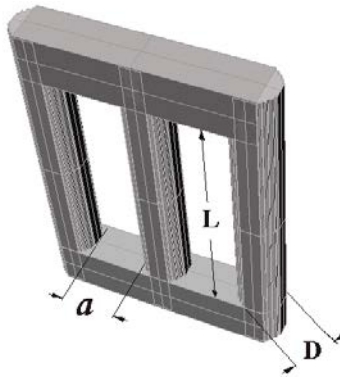


Fig. 4.2.8: Dimensiones del núcleo

El valor del ancho de ventana (a) está condicionado con el largo de la columna (L) porque para un cierto diámetro de columna (que depende de la potencia nominal), cuanto mayor sea largo de la misma, menor será el ancho de ventana.

De igual manera a esta condicionado con el diámetro porque para un cierto largo de columna cuanto mayor es el diámetro mayor debe ser el ancho de ventana.

De acuerdo a las dimensiones de núcleos de transformadores construidos con buenos resultados, puede establecerse la siguiente relación empírica entre los tres valores:

$$a = 0,32 \cdot L - 0,06 \cdot D \quad (4.2.6)$$

De la ecuación anterior se desprende el valor que conviene adoptar en principio para a , analizando luego si este valor así obtenido, muestra una relación aceptable.

Si así no fuera, deberá analizarse cuál será la relación más adecuada.

Ahora bien, las condiciones económicas, tanto constructivas como de servicio, aconsejan mantener unas distribuciones de cargas magnéticas y eléctricas que conduzcan a ciertas proporciones entre las dimensiones geométricas del núcleo y las del conjunto (transformador completo).

Cuando el transformador se aparta de estas proporciones, es probable que la elección de las dimensiones fundamentales L , D y a , no hayan sido muy acertadas y se deberán rectificar.

4.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS MEDIDAS PRELIMINARES

Puede tomarse como base la siguiente secuencia de cálculo, para obtener las medidas preliminares del núcleo trifásico construido con chapas de grano orientado.

Las medidas definitivas serán las que optimicen la ubicación de los arrollamientos con la menor cantidad de material de núcleo:

- Con S_N definir sección de la columna y hallar k_0
- Definir con ayuda de los gráficos y ecuaciones D , B_{max} , y q
- Obtener C analítica y gráficamente, comparar y reajustar q
- Con el valor de C calcular V_{col} analíticamente, y con D calcular L
- Con los valores anteriores determinar gráficamente a

Cuanto mayor es la sección del núcleo, mayor es la cantidad de hierro que entra en el transformador, y cuanto más elevado el número de espiras, más alta la cantidad de cobre, variando una y otra en relación inversa.

Para guiarse en la elección de estos parámetros, al menos en una primera tentativa de cálculo, es a veces necesario basarse en datos sobre construcciones previas bien resueltas.

El ajuste final habrá de subordinarse, sin embargo, a la obtención de las condiciones especificadas para el transformador (pérdidas, caídas de tensión, temperatura, etc.)

Ejemplo N° 1 - Cálculo del núcleo de un transformador de 630 kVA

Datos del transformador trifásico:

Potencia nominal:	630 [kVA]
Frecuencia:	50 [Hz]
Tensión MT:	3x13200 [V] triángulo
Refrigeración:	Aceite

Para determinar las características constructivas del núcleo, debemos calcular el diámetro de columna y el alto y ancho de las mismas. Luego estimamos el ancho de yugo como un 10 % mayor que el diámetro de columna.

Cálculo de diámetro de columna:

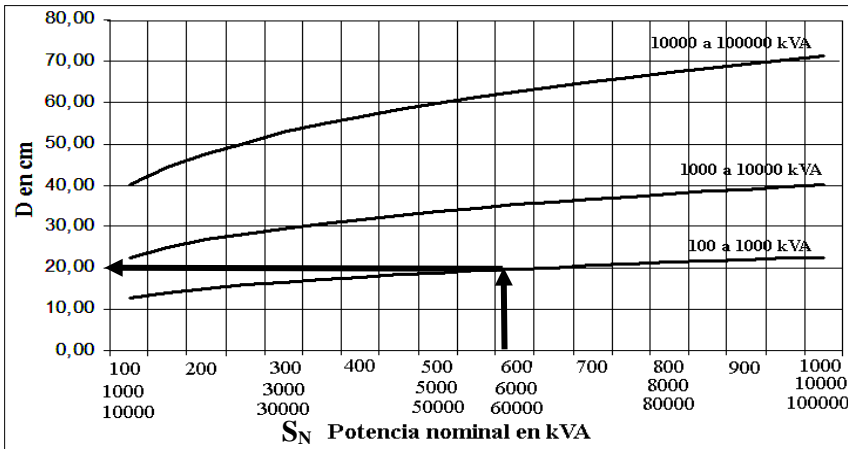
Según la ecuación vista, se calcula el diámetro de columna:

$$D = 4 \cdot \sqrt[4]{S_N} = 4 \cdot \sqrt[4]{630} = 20 \text{ cm}$$

D: Diámetro [cm] S_N : Potencia aparente trifásica [kVA]

Verificamos con el gráfico también obtenemos 20cm.

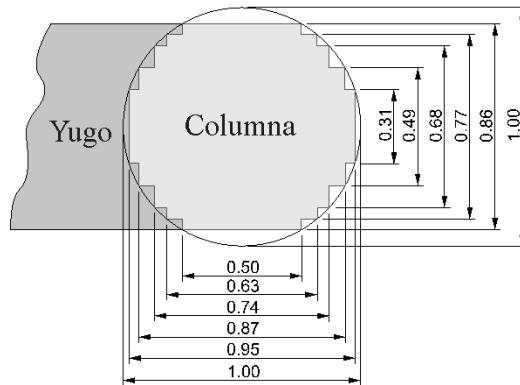
Adoptamos: Columnas $D= 20$ cm, Yugos $D= 22$ cm.



Perfil de la columna (escalones):

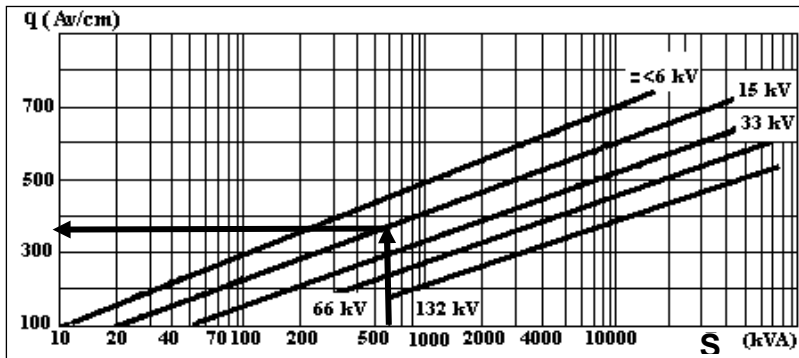
Debido que para la construcción no se están tomando en cuenta factores de tipo económicos, se optó por construir la maquina con cinco (5) escalones en columnas, aunque de acuerdo a la Tabla 4.2.2.2, se aconseja utilizar 4 escalones.

Por lo tanto para 5 escalones tiene un factor de utilización de $k_o= 0,655$



Carga lineal:
$$q = \frac{N_1 \cdot I_1}{L} \left(\frac{Ac}{cm} \right)$$

El valor q se obtiene en forma aproximada mediante el gráfico siguiente, debido que aún no se conoce el largo efectivo L del núcleo. Se adopta un valor de 370 Av/cm.



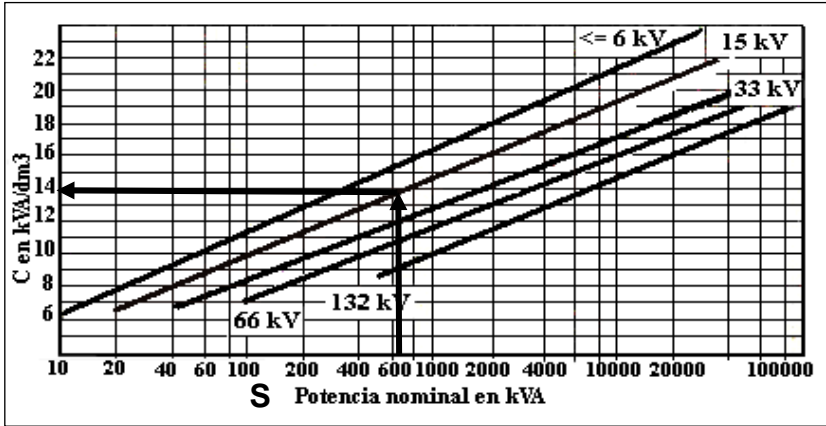
Inducción máxima:

Para el cálculo de la inducción, suponemos usar para la construcción del núcleo del transformador una chapa de grano orientado laminada en frío. Dado que la potencia es superior a 600 kVA, adoptamos un valor de 1,7 T.

Coficiente C del Transformador:

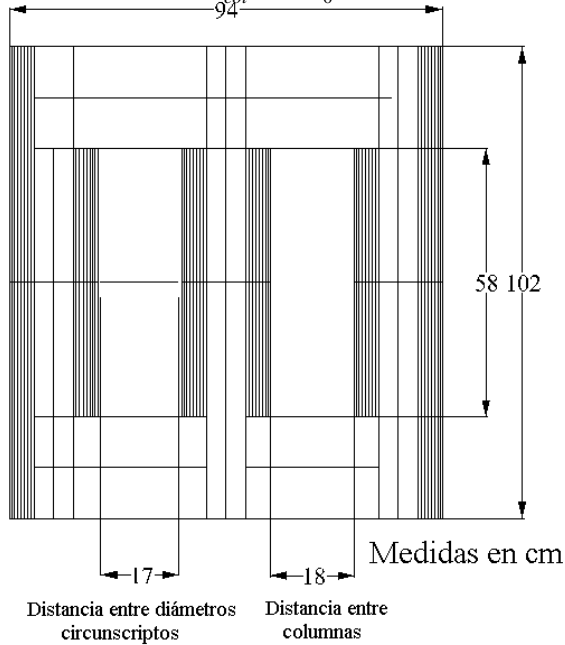
$$C = \frac{50 \cdot 370 \cdot 1,7}{2250} = 13,9 \cong 14 \frac{kVA}{dm^3}$$

Verificamos el valor de C con el gráfico para 15 kV (>13,2 kV), coincidiendo con el valor hallado.



Largo de la columna:

$$C = \frac{S_N / m}{V_{cp}^l} = \frac{S_N / m}{k_0 \cdot D^2 \cdot L}$$



$$L = \frac{630 \text{ KVA}}{3} \cdot \frac{1}{0,655 \cdot (20 \text{ cm})^2 \cdot 14} \cdot \frac{1 \text{ dm}^3}{\text{dm}^3 \cdot 1000 \text{ cm}^3} = 57,25 \text{ cm}$$

Adoptamos $L = 58 \text{ cm}$

Ancho de ventana "a":

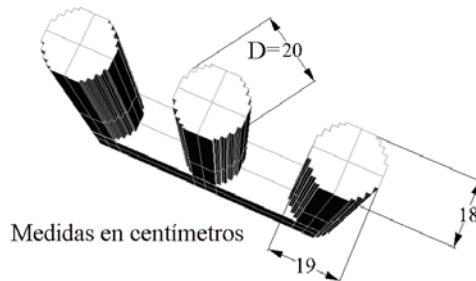
Para dicho cálculo tomamos como referencia la Ec. 4.2.6, conociendo los valores del diámetro y largo de las columnas.

$$a = 0,32 \cdot L - 0,06 \cdot D = 0,32 \cdot 58 \text{ cm} - 0,06 \cdot 20 \text{ cm} = 17,3 \text{ cm}$$

Se adopta un ancho de ventana (entre diámetros circunscriptos) de 17 cm

Esquema básico inicial:

Estas medidas iniciales podrán ser modificadas en función de la ocupación de las bobinas. Se indican en las figuras siguientes, las medidas reales de las columnas considerando sus escalones, y la distancia calculada de ventana que corresponde a la distancia entre circunferencias circunscriptas a las columnas.



Ejemplo N° 2 - Cálculo del núcleo de un transformador de 1 MVA

Datos del transformador trifásico:

Potencia:	1 [MVA]
Frecuencia:	50 [Hz]
Entrada:	3x132 [kV] triángulo
Salida:	3x 66 [kV] estrella
Refrigeración:	Aire

Diámetro de columna:

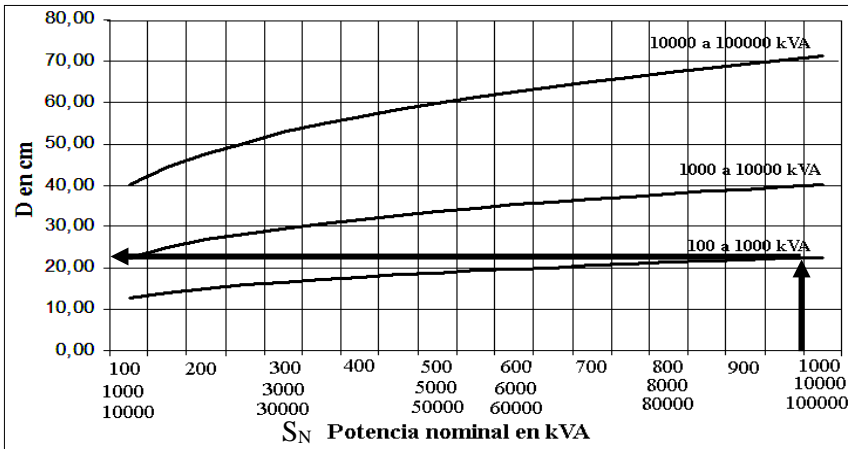
Según la ecuación vista, se calcula el diámetro de columna

$$D = 4 \cdot \sqrt[4]{S_N} \quad D = 4 \cdot \sqrt[4]{1000} = 22,49 \text{ cm} \cong 22 \text{ cm}$$

D: Diámetro [cm]; S_N : Potencia [kVA]

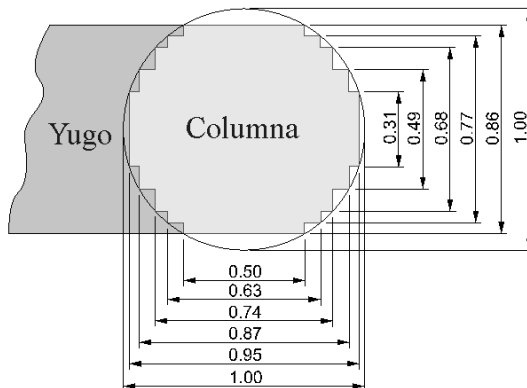
Verificamos con el gráfico:

Mediante el gráfico siguiente, también obtenemos el mismo valor de 22 cm, por ello adoptamos: Columnas de $D=22$ cm, y Yugos de $D=24$ cm



Perfil de la columna (escalones)

De acuerdo a lo recomendado en la Tabla 4.2.2.2, se aconseja el uso de siete (7) escalones, pero dado que en este ejemplo no se tuvo en cuenta aspectos económicos se optó por construir la máquina con cinco (5) escalones en las columnas. Por lo tanto $k_0=0,655$

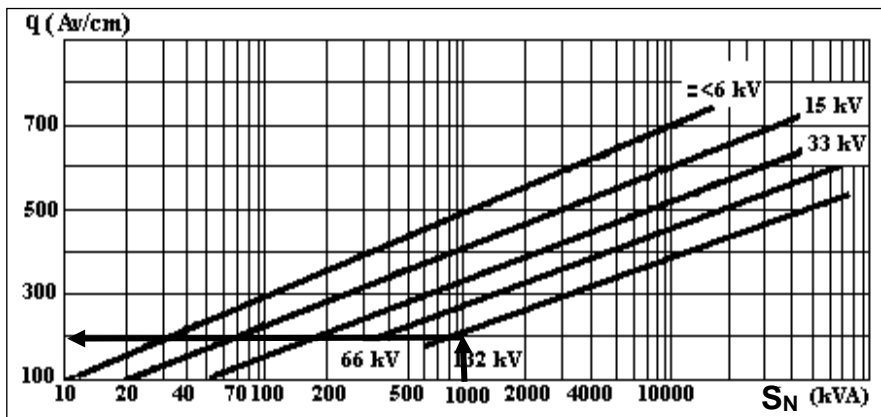


Carga lineal:

$$q = \frac{N_1 \cdot I_1}{L} \left(\frac{Ac}{cm} \right)$$

El factor “ q ” se obtiene en forma aproximada mediante el gráfico siguiente, (para la para la tensión inmediatamente superior a la mayor tensión nominal), debido que aun no se conoce el largo efectivo “ L ” del núcleo.

Se toma un valor aproximado de: $q = 190AV / cm$



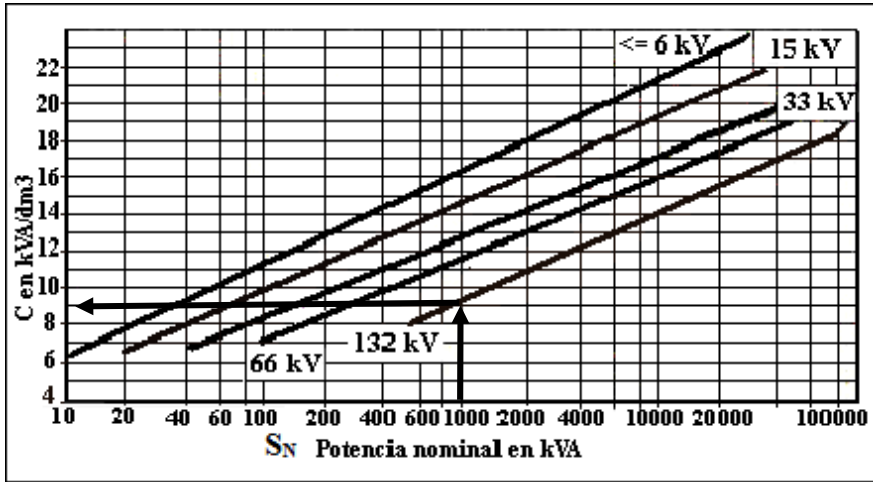
Inducción máxima:

Para el cálculo de la inducción, suponemos usar para la construcción del núcleo del transformador una chapa de grano orientado laminada en frío. Dado que la potencia nominal es superior a 600 kVA se adopta una inducción de 1,7 T.

Coefficiente C del Transformador:

$$C = \frac{S_N / m}{V_{col}} = \frac{f \cdot q \cdot B_{max}}{2250} \qquad C = \frac{50 \cdot 190 \cdot 1,7}{2250} = 7,1$$

Verificamos el valor de C con el gráfico, para 132 kV (>13,2 kV), encontrando un valor a 9 kVA/dm³. Se adopta el mayor valor (9 kVA/dm³) para el cálculo preliminar del largo de columna, con el propósito de minimizar el largo de las columnas, valor que puede ser modificado levemente en función de la ocupación de los arrollamientos.



Largo de la columna

$$C = \frac{S_N / m}{V_{col}} = \frac{S_N / m}{k_0 \cdot D^2 \cdot L}$$

$$L = \frac{1000 \text{ KVA}}{0,655 \cdot (22 \text{ cm})^2 \cdot 9 \frac{\text{KVA}}{\text{dm}^3} \cdot \frac{1 \text{ dm}^3}{1000 \text{ cm}^3}} = 117 \text{ cm}$$

Ancho de venta “a”:

Para dicho cálculo tomamos como referencia la Ec. 4.2.6, conociendo los valores del diámetro (22 cm) y largo de las columnas (117 cm).

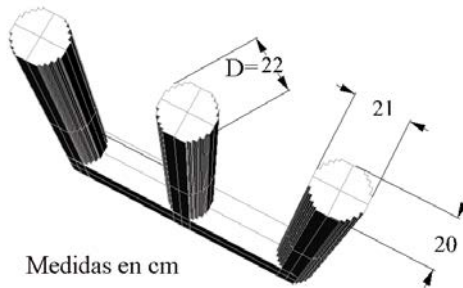
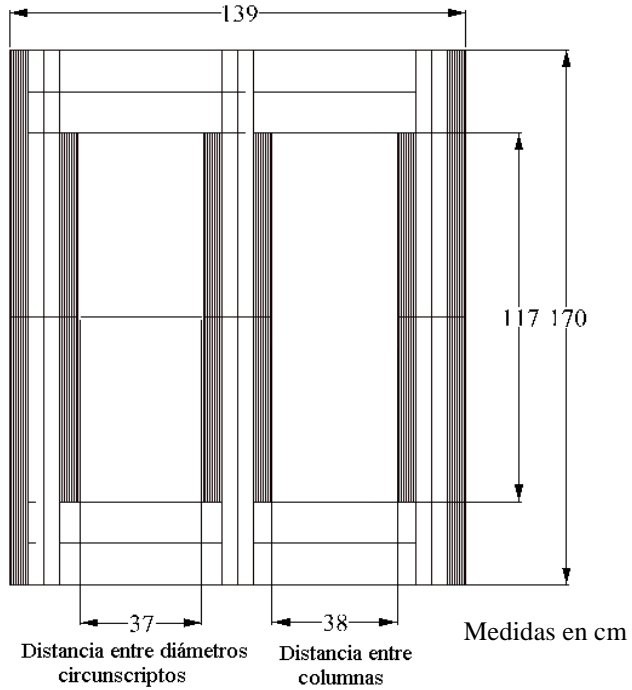
$$a = 0,32 \cdot L - 0,06 \cdot D = 0,32 \cdot 117 \text{ cm} - 0,06 \cdot 22 \text{ m} = 36,12 \text{ cm}$$

Se adopta un ancho de ventana de 37 cm a efectos de facilitar la ubicación de los bobinados.

Esquema básico inicial :

Estas medidas iniciales podrán ser modificadas en función de la ocupación de las bobinas.

Se indican en las figuras siguientes, las medidas reales de las columnas considerando sus escalones, y la distancia calculada de ventana, que corresponde a la distancia entre circunferencias circunscriptas a las columnas.



Capítulo 5

Aislantes

5.1 MATERIALES AISLANTES

La mayor dificultad en un transformador es garantizar un comportamiento adecuado del sistema aislante de los arrollamientos, pues todos los materiales aislantes conocidos empiezan a deteriorarse a una temperatura relativamente baja. Además, la máxima potencia disponible en un transformador dado, se limita por la temperatura máxima permitida para los materiales aislantes empleados. Se pueden clasificar térmicamente los materiales aislantes que se utilizan históricamente en máquinas eléctricas y los que se utilizan hoy en día. Según la Norma IRAM 2180, las temperaturas máximas admitidas por el aislante son:

CLASE Y: comprende materiales fibrosos, a base de celulosa o seda, no saturados, no inmersos en líquidos aislantes, y materiales semejantes. La “temperatura” característica de esta clase es de 90 grados centígrados.

CLASE A: comprende materiales fibrosos, a base de celulosa o seda (típicamente) saturados con líquidos aislantes y otros materiales semejantes, La temperatura característica es de 105 grados centígrados.

CLASE E: comprende algunas fibras orgánicas sintéticas y otros materiales, su temperatura característica es e 120 grados centígrados.

Los materiales de las clases Y, A, y E no son de uso común, actualmente, en el mercado nacional o internacional de motores eléctricos, utilizándose materiales de las siguientes clases:

CLASE B: comprende materiales a base de poliésteres y polimídicos aglutinados con materiales orgánicos o saturados con éstos. La temperatura característica de esta clase es de 130 grados centígrados.

CLASE F: comprende materiales a base de mica, amianto y fibra de vidrio aglutinados con materiales sintéticos, en general siliconados, poliésteres o epóxidos. Temperatura característica de 155 grados centígrados.

CLASE H: comprende materiales a base de mica, asbestos o fibra de vidrio aglutinados típicamente con siliconas de alta estabilidad térmica, presentando una temperatura característica de 180 grados centígrados.

Resumiremos a continuación algunos de los materiales aislantes más utilizados en la aislación de los transformadores describiendo sus características más importantes:

Prespan - Clase térmica B (130 °C)

El prespan, es un cartón prensado de primera calidad, que en su fabricación se emplean solamente fibras de celulosa de elevadas características técnicas.

Elaborado a partir de pulpa de sulfato de celulosa no decolorada. La pulpa es un producto natural extraído de madera en cuyo proceso de elaboración se hace absolutamente exenta de impurezas.

Aplicaciones: Empleado en la industria eléctrica en general, particularmente en la fabricación de transformadores sumergidos en aceite, capacitores. Puede ser utilizado inclusive con fluidos del tipo aceite y siliconas. Es ampliamente utilizado para la fabricación de piezas aislantes dobladas, cilindros de diámetro reducido, etc., y es de aplicación general para piezas troqueladas, punzonadas y/o embutidas.

Tabla 5.1.1: Rigidez dieléctrica del prespan

Espesor mm	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50
Rigidez dieléctrica en aire kV/mm	13	13	13	12	11	10	9
Rigidez dieléctrica en aceite kV/mm	99	80	80	72	70	64	58

Tabla 5.1.2: Características técnicas del prespan

Características técnicas:		
Densidad aparente	(grs./cm ³)	1.20 - 1.30
Humedad en estado de suministro	(%)	6 - 18
Cenizas	(%)	0.5
Resistencia a la tracción:	-----	-----
Longitudinal	(N/mm ²)	70 - 100
Transversal	(N/mm ²)	50 - 60
Alargamiento a la rotura:	-----	-----
Longitudinal	(%)	3 - 5
Transversal	(%)	7 - 10
Coef. de máxima contracción en aire:	-----	-----
Longitudinal	(%)	0.7
Transversal	(%)	1.2
Perpendicular	(%)	4.0
Absorción de aceite	(%)	20 - 10

Baquelita - Clase térmica H (180 °C)

Son productos consistentes de hojas de papel especial ó tela de algodón que son impregnadas y comprimidas a gran presión y altas temperaturas, que van en un rango de 130-180 grados centígrados, y presiones de 1000 a 2500 psi (libras por pulgada cuadrada) (1 psi = 0,0703

kg/cm²), para así finalmente obtener un laminado sólido de gran resistencia mecánica y eléctrica.

Las resinas utilizadas son fenólicas en estado líquido, siendo, por tanto, un barniz el cual es utilizado para el proceso de impregnación ya sea de la tela ó del papel que después son secados y cortados en tramos, los que son sobrepuestos entre platinas de acero inoxidable, para ser prensadas y así obtener una lámina ó placa del espesor deseado. Durante el proceso anterior la resina es transformada de estado fusible y solubilidad a uno prácticamente insoluble.

- Baquelita grado x
(Baquelita para maquinarse) Tablillas terminales, partes estructurales, bases para interruptores, rondanas, colillas, tableros eléctricos, portafusibles, separadores para bobinado de motores eléctricos.
- Baquelita grado xx
Fabricado en láminas específicamente para aplicaciones eléctricas y con excelentes características de maquinado. La baquelita en forma de tubo, puede ser troquelada, roscada y maquinada. La baquelita XX no tiene la consistencia mecánica de la baquelita grado X, pero tiene mayor resistencia a la humedad. Para trabajo mecánico y de buenas propiedades eléctricas, excepto en tubos con paredes delgadas, en forma de barra sólida de baquelita tiene la misma característica de los laminados limitada solamente debido a su forma redonda.
Temperatura máxima de operación 138 °C. Espesores desde 1/8 hasta 1 1/2 pulgadas (.125mm a 38.2 mm)

Papel y Cartón prensado - Clase térmica B (130 °C)

Se provee en planchas y papel prensado en bobinas así como componentes de cartón prensado (aros, anillos) para la fabricación de transformadores de distribución.

Los componentes y las planchas aislantes de cartón prensado se utilizan en transformadores de potencia refrigerados por aceite y transformadores de distribución, fundamentalmente gracias a su pureza elevada, a su resistencia mecánica y a su impregnación óptima con aceite.

Los componentes conformados a partir de cartón prensado, tales como anillos angulados, segmentos de embocadura y terminales finales, permiten una adaptación exacta a las condiciones del campo eléctrico prevalecientes dentro del transformador.

Con intensidades de campo elevadas, la estabilidad dimensional y unas buenas características dieléctricas constituyen una importante ventaja. En los sistemas de producción de los componentes de cartón prensado se emplean procedimientos especiales de conformado y prensado.

Fibra industrial roja - Clase térmica B (130 °C)

Es producida con varias celulosas resultando un producto de excepcionales características mecánicas y elevadas propiedades dieléctricas que satisfacen las más exigentes y variadas necesidades de las industrias electro-mecánicas.

Se encuadra como aislante dieléctrico Clase "B", puede ser desbastada, cortada y estampada, es comparable a la Fibra Vulcanizada. No absorbe aceites, grasas, solventes orgánicos y otros, no se carboniza sometida a descargas eléctricas superficiales.

Tabla 5.1.3: Características de la fibra roja

Propiedades	Unid.	-----	-----	-----	-----
Espesores nominales	mm	0,50	0,80	1,00	1,50
Tolerancia espesores	mm	0,45-0,55	0,72-0,88	0,90-1,10	1,35-1,65
Espesores nominales	mm	2	2,5	3	3,2
Tolerancia espesores	mm	1,80-2,20	2,25-2,75	2,70-3,30	2,88-3,52
Densidad	g/cm ³	1,20 - 1,35			
Humedad máxima	%	9			
Resist. a la tracción long.	Kg/cm ²	700			
Resist. a la tracción transversal	Kg/cm ²	450			
Rigidez dieléctrica mínima	V/mm	12000			

Espaguetis - Clases térmicas varias.

La principal función de los espaguetis es aislar eléctricamente conductores de arrollamiento de baja y alta tensión. Sus variantes pueden ser:

- Acrílico fibra de vidrio, clase F 155 °C: Es un tejido tubular de fibra de vidrio recubierto con un compuesto acrílico para alta temperatura. Cumple los requerimientos de operación para equipos eléctricos. Tiene gran flexibilidad, estabilidad al calor y resistencia al arco superficial en alto voltaje. Compatible con compuestos acrílicos.
- Alta temperatura: Espagueti con fibra de silicona clase H 180 °C. Éste espagueti es de gran flexibilidad a temperaturas bajas o altas.

Posee un trenzado de fibra de vidrio con un recubrimiento de silicona.

- Refrigeración: Es una combinación de papel Nomex, con una cubierta de mylar adherido a un pegamento de poliéster. Esto produce un tubo resistente a la temperatura y compuestos químicos, con resistencia dieléctrica elevada (aproximadamente 7800 V).
- Termocontraíble: Los espaguetis de este tipo están elaborados de poliolefina flexible sin adhesivo que opera de forma continua hasta los 135 °C, siendo su temperatura de contracción de 121 °C. Son retardantes a la llama se utilizan principalmente como aislamiento entre uniones y terminaciones de cables de baja tensión.

NOMEX - Clase termica H (180 °C)

Nomex es una marca registrada de un material de aramida resistente a las llamas desarrollado a principio de los años 60 por la firma DuPont, y comenzó a ser comercializado en 1967.

El papel aramidico (NOMEX) es un papel sintético, compuesto de fibras cortas (barras) y pequeñas partículas fibrosas ligantes (fibrinas) de una poliamida aromática (aramídico), polímero resistente a altas temperaturas.

Durante la fabricación, las fibras más largas (barra) tienden a orientarse en la dirección del papel que va saliendo de la máquina. Por eso existe una diferencia notable entre las propiedades mecánicas del papel NOMEX en dirección longitudinal y en dirección transversal, y estas propiedades son siempre dadas para ambas direcciones.

Los componentes químicos son mezclados en un baño a base de agua y se les da la forma de una hoja continua.

Se suele utilizar en algunas aplicaciones en que se necesita un material blando y maleable o con propiedades de impregnación. La densificación y la unión interna se obtienen al calentarlo a altas temperaturas, con lo que se produce un papel mecánicamente resistente, flexible y con buenas propiedades eléctricas, que se mantienen hasta 220 °C

El NOMEX no se funde, puede resistir cortas exposiciones a temperaturas superiores a 300 °C con solo reducciones mínimas de sus propiedades eléctricas y mecánicas. A partir de los 400 °C, comienza a degradarse.

La rigidez dieléctrica de todos los papeles NOMEX calandrados es alta en comparación con la de muchos otros materiales aislantes fibrosos (por ej. el papel de amianto 3/5 kV/mm, el cartón prensado 15/19 kV/mm), y es más que adecuada para resistir las tensiones eléctricas que se encuentran generalmente en aparatos eléctricos (aprox. 2 kV/mm). Incluso a 250 °C el NOMEX conserva casi el 95 % de su valor a temperatura ambiente.

Hay cinco tipos de papel NOMEX en venta para aislamiento eléctrico:

Tabla 5.1.4: Características del NOMEX

	Tipo 410		Tipo 411	Tipo 418	
	0.08	0.25	0.25	0.08	0.25
Espesor (mm)	0.08	0.25	0.25	0.08	0.25
Rigidez dieléctrica (10^3 v/mm)	26	35	12,9	39	40,6
Constante dieléctrica a 10^3 Hz	2,1	2,6	1,6	2,9	4,1
Factor de disipación a 10^3 Hz	0,01	0,014	0,014	0,13	0,14
Resistividad volumétrica (Ω /cm)	1016	1016	1016	1012	1012

Mylar Clase térmica F (155 °C)

Es un polímero derivado de la condensación reaccionada del etilenglicol y del ácido tereftálico obteniéndose el teraftalato de polietileno, que es con el que se hace el producto. Es un film de poliéster flexible, fuerte y duradero con un abanico de propiedades que lo hacen recomendable en múltiples aplicaciones industriales. El material es totalmente transparente para espesores entre 12 y 23 micrones (μ m), adquiriendo opacidad a medida que el espesor es mayor, es principalmente utilizado para aplicaciones de aislamiento eléctrico y laminación con otros materiales flexibles.

Sus propiedades dieléctricas lo hacen indispensable para la mayoría de aplicaciones en el sector eléctrico y electromecánico. La disponibilidad de espesores es amplia, siendo los espesores estándar: 12, 23, 36, 50, 75, 100, 125, 190, 250 y 500 μ m.

Propiedades: tiene una resistencia a la tracción media de 210 MPa, tiene una excelente resistencia a la humedad y a la mayoría de productos químicos y puede de soportar temperaturas extremas de -70 °C a +150 °C, ya que no contiene ningún plastificante. No se presenta frágil con el paso del tiempo bajo condiciones normales. Tiene una elevada rigidez dieléctrica, como se aprecia en la Tabla 5.1.5 siguiente:

Tabla 5.1.5: Rigidez dieléctrica del Mylar

Espesor en micrones	12	23	36	50
Rigidez dieléctrica en kV	2,5	4	5,5	7,7

5.2 TRANSPOSICIONES

La gran mayoría de los arrollamientos de alta tensión de los transformadores de distribución se realizan con conductor redondo, aislado con esmalte, cuyo diámetro no supera normalmente los 5 mm. En máquinas de gran potencia los arrollamientos se realizan con planchuelas o pletinas, y

las más frecuentemente utilizadas tienen normalmente una sección que no supera los 30 a 40 mm².

Ello se debe a que planchuelas demasiado gruesas imponen esfuerzos demasiado grandes para construir el arrollamiento, dificultando su ejecución, con riesgo de dañar la aislación.

Cuando se requieren secciones mayores se recurre al uso de planchuelas en paralelo, se deben transponer para igualar las impedancias de cada paralelo y en consecuencia las corrientes en cada pletina y reducir las pérdidas totales en el conductor.

Es de destacar que la condición de mínimas pérdidas por efecto Joule de conductores en paralelo es cuando las secciones son iguales, y de cumplirse esa condición, cuando las longitudes son iguales, lo que justifica la aplicación de transposiciones, especialmente cuando se trata de transformadores de gran potencia por tener diámetros de columnas importantes.

La ejecución de las transposiciones es la operación que requiere el mayor empleo de tiempo en la construcción de los arrollamientos a hélice; las transposiciones aumentan las dimensiones del arrollamiento y constituyen los puntos delicados desde el punto de vista del aislamiento y de la capacidad de soportar esfuerzos electrodinámicos. Por estos motivos es necesario reducir en cuanto sea posible el número de transposiciones a realizar.

Una cierta des-uniformidad en la repartición de las corrientes entre las diversas planchuelas en paralelo es tolerable sin un excesivo incremento de las pérdidas si la potencia del transformadores no es demasiado grande (<1,5 a 2 MVA).

Esta exigencia se contrapone con la resistencia al cortocircuito para máquinas de gran potencia y para ello se utiliza la transposición manual (que exige un gran trabajo en mano de obra), o el cable transpuesto, formado por planchuelas aisladas entre sí con esmalte, sobre las cuales se deposita una capa de resina epoxi en estado de semipolimerización.

5.2.1 Conductor transpuesto continuo CTC

El CTC está constituido por un grupo de planchuelas rectangulares esmaltadas, las cuales son conformadas en los apilamientos paralelos y adyacentes, en total entre 7 y 63 planchuelas.

Cada planchuela individualmente esmaltada es cableada sucesivamente, ocupando cada una de las distintas posiciones de la pila, a lo largo de todo el conductor. De esta forma, se asegura una resistencia similar en ambas pilas del conductor (Fig. 5.2.1.1). A cada una de estas planchuelas se le hace ocupar sucesivamente y repetidamente todas las posiciones

posibles dentro de la sección total del conductor, mediante transposición continua realizada a máquina.

El conjunto de todas las planchuelas se encinta con papel de celulosa pura.

El número de planchuelas que componen el cable adoptado por algunos fabricantes, siempre impar por razones constructivas.

Estas planchuelas se sobreponen formando dos columnas una al lado de la otra con alturas diferentes, separadas entre si con papel.

El número de papeles aislantes aplicados como encintado externo permite realizar distintos espesores comprendidos entre 0,4 y 3 mm.

Las planchuelas (que conforman el conductor continuo), se impregnan en una resina epoxi, la que tiene estabilidad completa en aceite a 120 °C, y tiene la función de cementar todas las planchuelas del cable en un bloque monolítico, de modo que el mismo se comporte desde el punto de vista mecánico como si fuese constituido por una barra única de cobre. Durante el tratamiento de secado la resina, que se calienta por efecto de la temperatura, se ablanda y fluye.

Continuando el calentamiento, durante un tiempo dependiente del tipo de resina y de la temperatura, se inicia y completa la reacción de polimerización endureciéndose la resina de modo irreversible.

El paso de la transposición, el número y dimensiones de cada planchuela individual, guarda una estricta relación con la longitud del arrollamiento de menor diámetro del transformador.

El conjunto del conductor puede ser recubierto con papel Kraft de celulosa puro compatible con aceites minerales u otras cintas tipo Nomex, poliéster, papel crepé o sin ningún recubrimiento

Aplicaciones:

Para el bobinado de grandes transformadores de potencia y distribución en baño de aceite. Siendo estos equipos de altos costos unitarios, requieren componentes de muy alta confiabilidad, como el CTC

Ventajas de su uso:

- Mayores ahorros en la fabricación de los transformadores, debido a una mayor velocidad de bobinado, eliminando la transposición manual.
- Mejor performance del transformador como consecuencia de la reducción de pérdidas por corrientes parásitas (Eddy currents).
- Mejora en el factor de espacio por menor espesor de la aislación individual.

- Mejora en la disipación de calor por menores espesores de aislación, manteniendo una temperatura uniforme en los bobinados.
- Mejores características mecánicas de los bobinados.
- Menor dimensión de las bobinas, reduciendo el tamaño de la máquina y sus costos.
- Estrictas tolerancias por pasos de transposición precisos.
- Excelente bobinare y manejo simple

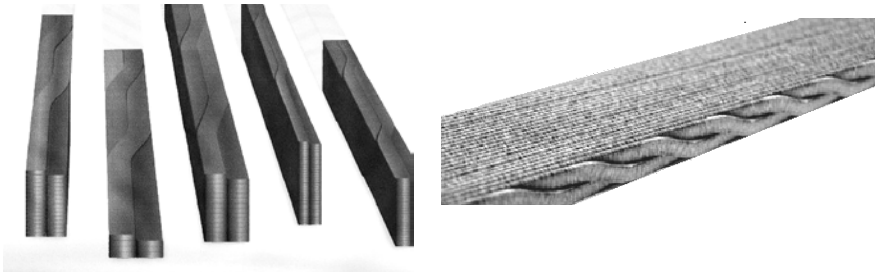


Fig. 5.2.1.1: Conductor transpuesto continuo

Tabla 5.2.1: Características dimensionales del CTC

Planchuela individual	Unidad	Máximo	Mínimo
Número de planchuelas	#	63	7
Ancho individual	mm	12,5	3,5
Espesor individual	mm	3	1
Máxima sección transversal	mm ²	37,5	---
Relación ancho / espesor	-----	6,5	2,5
Conductor transpuesto			
	Unidad	Máximo	Mínimo
Dimensión radial (alto CTC)	mm	80	8,5
Dimensión axial (ancho CTC)	mm	26	7
Ratio Radial/Axial	---	>8	---
Separador entre pilas	mm	0,1	A pedido
Largo trasposición		> 0,5 paso	
Factor trasposición		> 0,8 factible	0,6 crítico

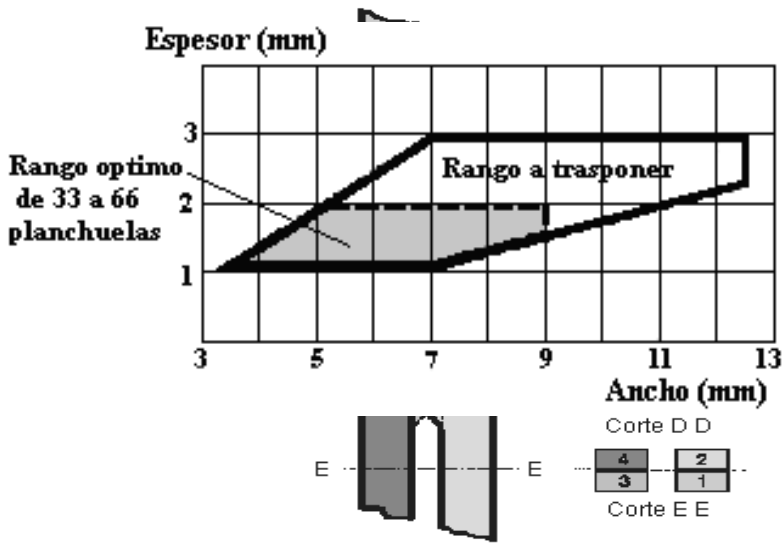


Fig. 5.2.1.2: Rango de aplicación del CTC

5.2.2 Transposiciones radiales

Cuando no se utiliza un CTC, y se realiza el arrollamiento con cuatro planchuelas superpuestas, se puede realizar una transposición radial. Para ello se necesita de dos conductores superpuestos de por lo menos dos conductores contiguos.

Aumentan las dimensiones en sentido radial, es decir el espesor del arrollamiento; esto se debe tener en cuenta, evitando que coincidan las transposiciones con las varillas de centrado como muestra la Fig. 5.2.2

Fig. 5.2.2 Transposición radial de planchuelas adyacentes y dos superpuestas

5.2.3 Transposiciones axiales

Se realizan cuando tenemos dos planchuelas superpuestas. Aumentan las dimensiones del arrollamiento en el sentido axial. Los espacios que quedan vacíos al realizar el cambio de posición de las planchuelas en el arrollamiento como indica la Fig. 5.2.3, deben ser ocupados con trozos obtenidos de un cilindro de material aislante (llamados rellenos) para garantizar la indeformabilidad de los arrollamientos y su capacidad de soportar los esfuerzos electrodinámicos.

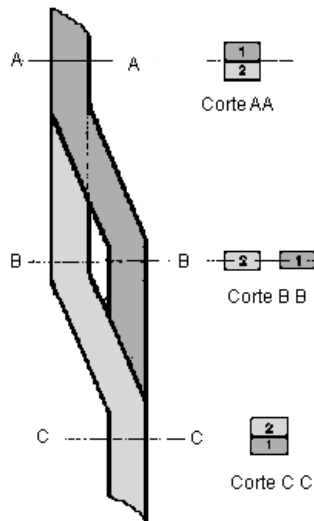


Fig. 5.2.3: Transposición axial de dos planchuelas superpuestas

Capítulo 6

Cálculo de los arrollamientos

6.1 - VARIACIÓN DE LAS RELACIONES DE TENSIONES

Para al cálculo de los arrollamientos, es fundamental, además de conocer la tensión a la que estarán sometidos los mismos, su grupo de conexión, y la regulación de tensión. La regulación de tensión es muy usual en transformadores de distribución y la analizaremos a continuación.

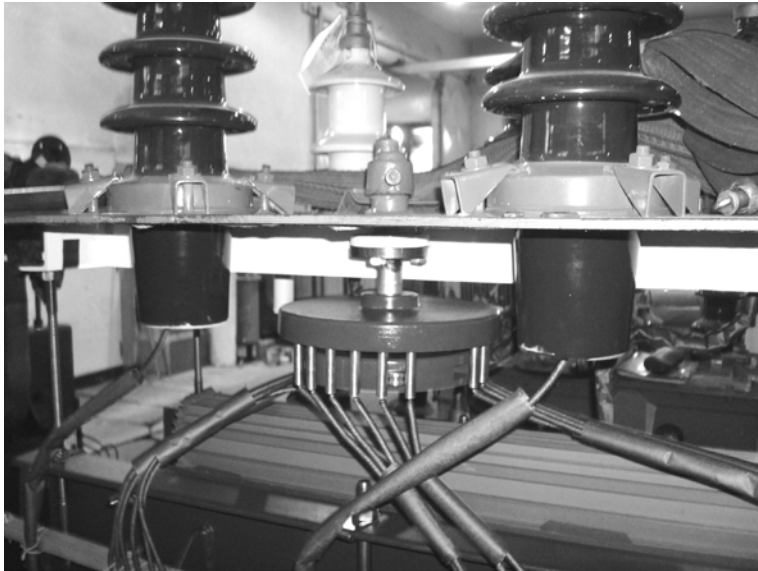


Fig. 6.1: Regulador de tensión instalado en la tapa de un transformador de distribución

Los transformadores no están provistos con derivaciones en sus arrollamientos, a menos que la especificación lo solicite. Cuando se requieran derivaciones (conectadas a los contactos o “tomas” del regulador), se deberá indicar si los cambios de relación de transformación se realizarán a transformador desconectado o bajo carga (con transformador conectado).

El comprador del transformador, deberá indicar para que toma o derivación (además del principal), el equipo deberá suministrar su potencia nominal.

Los límites de temperatura (garantizados y que se controlan en los ensayos) son válidos para todos las tomas o derivaciones.

La variación de la relación de transformación y de las tensiones propias de un arrollamiento se puede obtener con uno de los siguientes procedimientos (Norma IEC 60076-1):

6.1.1 Regulación con flujo magnético constante (RFC)

Las tomas se encuentran en el arrollamiento al cual se le aplica la tensión al transformador (AT o MT), y que en el caso de distribución es media tensión.

Para distintas tensiones primarias, con regulación o variación de espiras en el lado de MT, la máquina funciona con flujo magnético constante (U_2 constante). La especificación de las tomas se realiza de acuerdo a la Norma IEC 60076-1.

Se pueden presentar dos variantes, que se explican en el siguiente ejemplo:

Potencia nominal del transformador: 40 MVA

Corriente de AT: $I_1 = 350$ A (nominal): $I_{1max} = 360$ A (máxima)

Tensiones nominales: 66 kV ($\pm 10 \times 0,5\%$) / 20 kV

Número de tomas: 21

Variante 1: Se mantiene la plena potencia para cualquier posición del regulador.

Variante 2: Con tomas de potencia reducida, se debe indicar cual es la toma de máxima corriente, la Tabla 6.1.2 que sigue es un ejemplo:

Tabla 6.1.1: Regulación con flujo magnético constante (RFC)

Toma %	U_1 (kV)	U_2 (kV)	$K (U_1/U_2)$	I_1 (A)	I_2 (A)	S_N (kVA)
5	69,4	20	3,5	333,3	1156,1	40000
4,5	69	20	3,5	334,9	1156,1	40000
4	68,7	20	3,4	336,6	1156,1	40000
3,5	68,3	20	3,4	338,3	1156,1	40000
3	68	20	3,4	340	1156,1	40000
2,5	67,7	20	3,4	341,7	1156,1	40000
2	67,3	20	3,4	343,4	1156,1	40000
1,5	67	20	3,3	345,1	1156,1	40000
1	66,7	20	3,3	346,8	1156,1	40000
0,5	66,3	20	3,3	348,6	1156,1	40000
0	66	20	3,3	350,3	1156,1	40000
-0,5	65,7	20	3,3	352,1	1156,1	40000
-1	65,3	20	3,3	353,9	1156,1	40000
-1,5	65	20	3,3	355,6	1156,1	40000
-2	64,7	20	3,2	357,4	1156,1	40000
-2,5	64,4	20	3,2	359,2	1156,1	40000
-3	64	20	3,2	361	1152,8	39887
-3,5	63,7	20	3,2	361	1147	39687,5
-4	63,4	20	3,2	361	1141,3	39489,1
-4,5	63,1	20	3,2	361	1135,6	39291,6
-5	62,8	20	3,1	361	1129,9	39095,2

Dado que se fijó por razones de disipación de temperatura como corriente máxima en el primario 360 A, hasta la toma o posición de -2,5% se puede trabajar con la potencia nominal del transformador (40000 KVA).

Para tomas o posiciones del regulador comprendidos entre -3% y -5%, se debe trabajar con potencia reducida, cuyo valor depende de la posición del conmutador, considerando para estas tomas la corriente primaria en 360 A.

Debe observarse que siempre la tensión secundaria (U_2) permanece constante en 20 kV, razón por la cual esta regulación es a flujo constante.

6.1.2 Regulación con flujo magnético variable (RFV)

Las tomas se encuentran también en el arrollamiento de mayor tensión, a efectos de que los contactos del conmutador tengan las menores dimensiones, y que depende de la corriente que circula por ellos.

Con un valor constante de la tensión U_1 aplicada, la máquina funciona con flujo magnético variable al cambiar de toma. Es la regulación más frecuente en transformadores de distribución, dado que la tensión de alimentación se considera constante, y las tomas compensan la caída de tensión en el secundario del transformador en carga. La especificación de las tomas se realiza de acuerdo a la Norma IEC 60076-1.

Se pueden presentar como en el punto 6.1.1 anterior, dos variantes:

Variante 1: Se mantiene la potencia para cualquier tope.

Variante 2: Con topes de potencia reducida, se debe indicar cual es el tope de máxima corriente.

Se aplica en la Tabla 6.1.2 siguiente, la regulación con flujo variable al mismo transformador del ejemplo anterior de 40 MVA, de iguales tensiones y tomas, siendo la corriente secundaria nominal de 1156 A.

Debe observarse que en este caso, al trabajar con flujo magnético variable, tendremos variación en la tensión del secundario, con lo cual para la potencia nominal, tendremos variación de corriente del secundario.

Con carga constante, a medida que disminuye la tensión secundaria U_2 , aumenta la corriente I_2 . La tensión primaria se considera constante.

En este caso se fijó como límite térmico la corriente secundaria en 1190 A. A similitud del caso anterior, hasta la toma de -2,5%, se puede trabajar el transformador hasta su potencia nominal.

Para tomas menores a -2,5 % (de -3% hasta -5%) se debe trabajar con potencia máxima reducida, cuyo valor depende de la posición del conmutador y que es el producto de la corriente máxima admitida para el secundario (1190 A), por la tensión de línea secundaria y por el factor $\sqrt{3}$ (1,73).

Tabla 6.1.2: Regulación con flujo magnético variable (RFV)

Toma %	U ₁ (kV)	U ₂ (kV)	K (U ₁ /U ₂)	I ₁ (A)	I ₂ (A)	S _N (kVA)
5	66	21	3,1	350,3	1099,8	40000
4,5	66	20,9	3,2	350,3	1105,3	40000
4	66	20,8	3,2	350,3	1110,8	40000
3,5	66	20,7	3,2	350,3	1116,4	40000
3	66	20,6	3,2	350,3	1122	40000
2,5	66	20,5	3,2	350,3	1127,6	40000
2	66	20,4	3,2	350,3	1133,2	40000
1,5	66	20,3	3,3	350,3	1138,9	40000
1	66	20,2	3,3	350,3	1144,6	40000
0,5	66	20,1	3,3	350,3	1150,3	40000
0	66	20	3,3	350,3	1156,1	40000
-0,5	66	19,9	3,3	350,3	1161,9	40000
-1	66	19,8	3,3	350,3	1167,7	40000
-1,5	66	19,7	3,3	350,3	1173,6	40000
-2	66	19,6	3,4	350,3	1179,5	40000
-2,5	66	19,5	3,4	350,3	1185,4	40000
-3	66	19,4	3,4	349,9	1191,4	39954,1
-3,5	66	19,3	3,4	348,32	1191,4	39754,3
-4	66	19,2	3,4	346,4	1191,4	39555,6
-4,5	66	19,1	3,5	344,7	1191,4	39357,8
-5	66	19	3,5	342,9	1191,4	39161

6.2 REGULADORES DE TENSIÓN

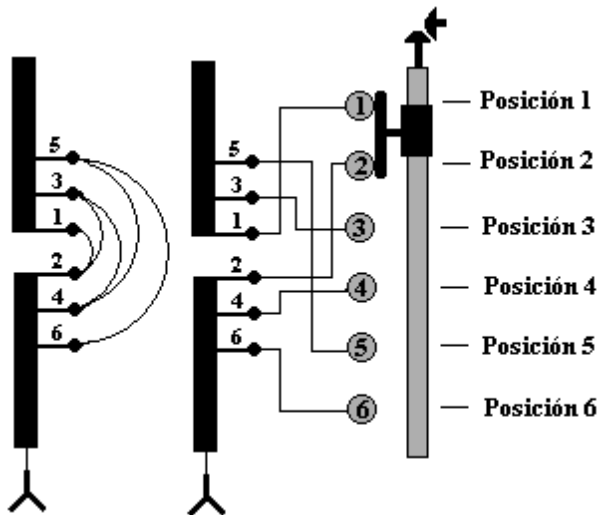


Fig. 6.2.1: Regulador sin tensión

La Fig. 6.2.1 anterior muestra el esquema de regulación a transformador desconectado que se utiliza en los transformadores de distribución (la maniobra de conmutación se realiza con el transformador desconectado).

Su uso es generalizado en transformadores de distribución, dado que el costo del regulador y la mano de obra adicional para efectuar las derivaciones en los arrollamientos tienen poca incidencia en el costo total del transformador.

La Fig. 6.2.2 siguiente muestra el esquema de un regulación bajo carga (con el transformador conectado a la red) y que consiste en una llave inversora, que permite conectar en forma aditiva o sustractiva el devanado de regulación (punto 9 y punto 1).

Una llave selectora permite agregar o quitar los escalones del devanado de regulación y una llave conmutadora permite realizar el cambio de la relación de transformación sin interrumpir el circuito (a efectos de evitar arcos eléctricos que degradan los contactos metálicos).

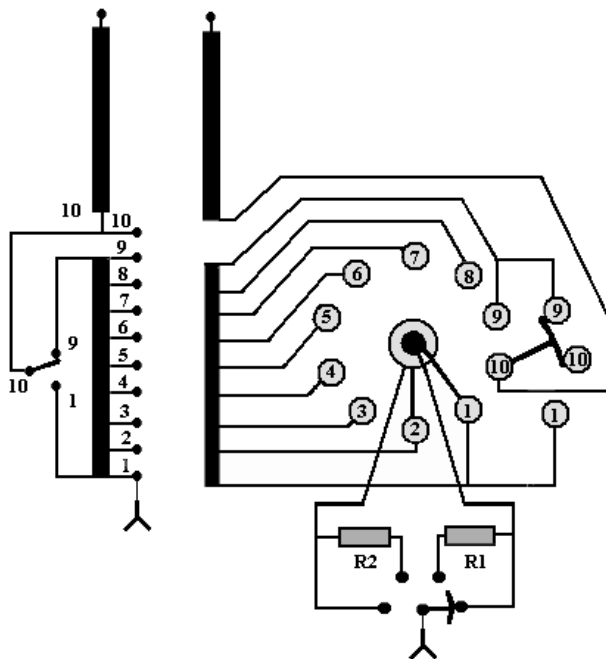


Fig. 6.2.2: Conmutador bajo carga o con tensión

La Fig.6.2.2 anterior muestra todo el devanado de regulación conectado en forma aditiva.

Cuando se desea quitar el tramo 1 - 2 del devanado, la llave conmutadora en primer lugar conecta en serie con el devanado la resistencia R1, luego cortocircuita el tramo 1,2 agregando en serie la resistencia R2, que

junto con R1 limitan la corriente, quedando excluido en ese instante el tramo 1,2 del devanado de regulación, dado que ambos extremos de ese tramo de arrollamiento se encuentran conectados al centro de estrella por medio de las resistencias.

Finalmente termina su desplazamiento quitando la resistencia R2 que quedaba conectada en serie con el devanado.

Es de notar que en ningún momento se produce arco eléctrico por interrupción de corriente.

El paso de una toma a la siguiente se realiza en un tiempo muy breve y por consiguiente las resistencias son atravesadas por la corriente durante un tiempo muy corto.

A continuación (Fig.6.2.3) se muestra la placa de datos de un transformador inter-barras de 13,2 / 138 kV, que conecta las barras de media tensión a la que aportan energía todos los grupos generadores, con las barras de alta tensión de salida de la central eléctrica.

El transformador es de marca SIAM DI TELLA, fabricado en el año 1978 y se encuentra ubicado en la Central Termoeléctrica “9 de Julio” de la ciudad de Mar del Plata.

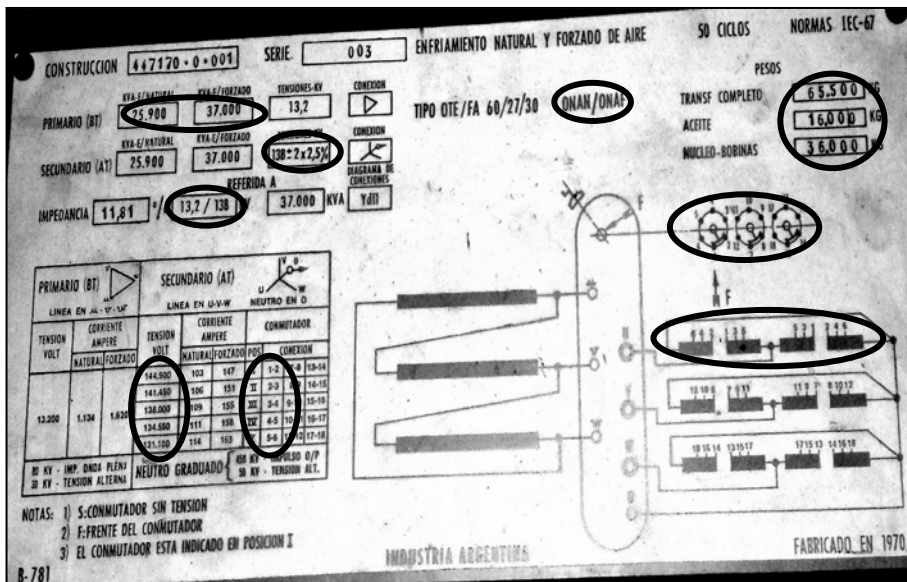


Fig. 6.2.3: Chapa de datos del Transformador interbarras de la Central Eléctrica “9 de Julio” de la ciudad de Mar del Plata

En la Tabla 6.2.1 siguiente se amplían los datos de la placa mostrados en la Fig. 6.2.3 anterior.

Tabla 6.2.1: Datos nominales del transformador

DATOS DE PLACA	
Potencia nominal	25,9 MVA-ONAN, 37 MVA-ONAF
Tensión nominal primaria	13,2 kV
Tensión nominal secundaria	138 kV $\pm 2 \times 2,5\%$
Conmutador	Sin tensión
Corriente primaria	1134 A-ONAN, 1620 A-ONAF
Conexión	Y d 11
Peso completo	65500 kg
Peso aceite	16000 kg
Peso núcleo y bobinas	36000 kg

Tope	%	U secund. (V)	I nom. Secund. (A)		Conmutador		
			ONAN	ONAF	Conexión de bornes		
I	5,0	144986	103	148	1 - 2	7 - 8	13 - 14
II	2,5	141450	106	151	2 - 3	8 - 9	14 - 15
III	0,0	138000	109	155	3 - 4	9 - 10	15 - 16
IV	-2,5	134550	111	159	4 - 5	10 - 11	16 - 17
V	-5,0	131186	114	163	5 - 6	11 - 12	17 - 18

En la Fig. 6.2.4 siguiente se reproduce el esquema de conexiones de los arrollamientos mostrados en la placa del transformador.

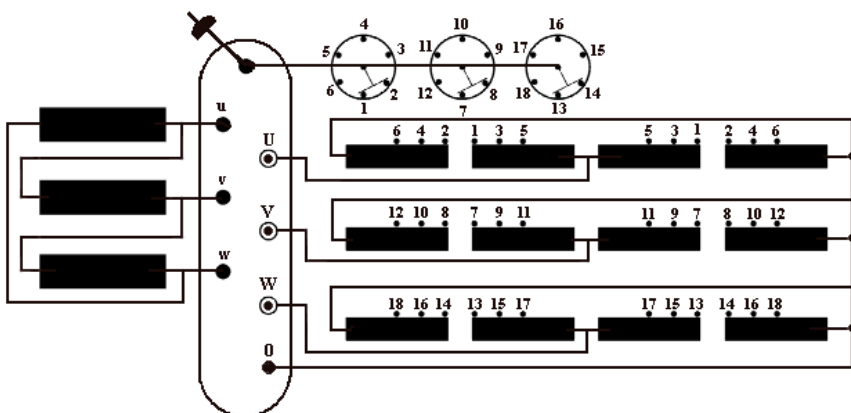


Fig.6.2.4: Esquema de conexiones del arrollamiento al conmutador

Se observa como detalle particular de este transformador, que cada arrollamiento de alta tensión está formado por dos bobinas en paralelo. Cada posición o toma del regulador, interconecta las mismas derivaciones de las bobinas, intercalando el mismo número de espiras en ambas bobinas, para cada fase.

6.3 - NÚMERO DE ESPIRAS DE LOS ARROLLAMIENTOS

Previo al inicio de los cálculos necesarios para el diseño de los arrollamientos del transformador, debe contarse, además de la sección del núcleo de hierro calculada, la tensión a la cual estarán sometidas las bobinas del primario y del secundario, es decir dichas tensiones dependen (como se mencionó previamente) del grupo de conexión que se utilizará para interconectar los arrollamientos, o de la tensión máxima a que estarán sometidos por acción del regulador de tensión.

Es decir, si estamos calculando un transformador trifásico de distribución de MT/AT, para un sistema de distribución, con conexión D-y, las bobinas del primario estarán sometidas a la tensión de línea de media tensión y las de baja tensión a la tensión de fase.

Otro dato necesario es la corriente de cada arrollamiento, para lo cual con las tensiones y potencias por fase es sencillo obtenerlas.

Recordando la Ec.4.2.1.14 anterior:

$$E = \frac{f \cdot N \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2}{2250}$$

Si la frecuencia es de 50 Hz:

$$E = \frac{N \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2}{45}$$
$$E = N \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot \left(\frac{D}{6,71} \right)^2$$

(6.3.1)

Mediante la expresión anterior (válida solo para 50 Hz), conociendo la tensión nominal ($E = U$), el factor de utilización (k_0), la inducción máxima (B_{max}) y el diámetro circunscrito (D), es posible calcular las espiras (N) que tendrá cada arrollamiento. De ser necesario redondear el número de espiras (N^*) se debe recalcular el valor del diámetro circunscrito (D^*). Teniendo en cuenta que la E se debe mantener cte, se cumple que:

$$E = cte \cdot N \cdot D^2 = cte \cdot N^* \cdot D^{*2}$$

Entonces:

$$D^* = \sqrt{\frac{N}{N^*}} \cdot D \quad (6.3.2)$$

Conviene empezar el cálculo de las espiras con el arrollamiento de BT. En caso de contar los arrollamientos con derivaciones, deben calcularse para cada tensión el número de espiras que corresponden a cada punto del regulador.

6.4 CARGA LINEAL ESPECÍFICA

Se debe tener presente que la potencia aparente que puede aplicarse al transformador, por unidad de volumen de las columnas (una vez elegida la forma de la columna y el coeficiente de ocupación de la misma (k_o), para una frecuencia dada), solo depende de la inducción máxima en el núcleo (B_{max}) y de la carga lineal específica (q).

Este valor de q influye sobre la reactancia de cortocircuito del transformador y sobre el calentamiento de los bobinados.

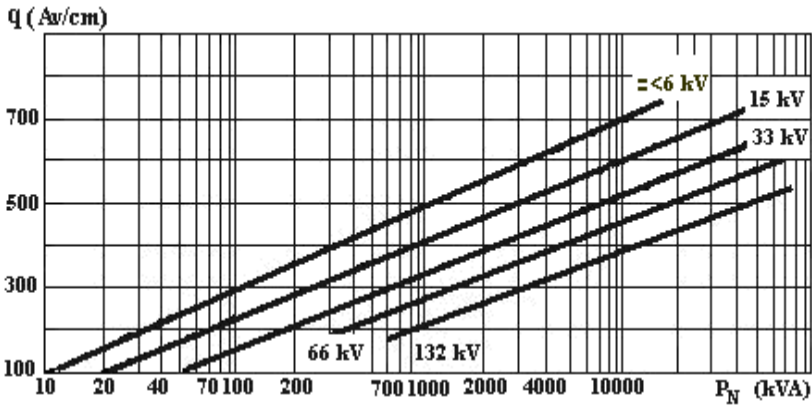
Suele tomarse también como punto de partida, la densidad de corriente (J), una vez fijada la misma, queda determinada la sección del conductor, y conociendo el número de espiras, se determina las secciones de las bobinas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$q = \frac{N_1 \cdot I_1}{h} = \frac{N_2 \cdot I_2}{h} = \frac{N_1 \cdot (J_1 \cdot S_1)}{h} = \frac{N_2 \cdot (J_2 \cdot S_2)}{h} = \frac{A_1 \cdot J_1}{h} = \frac{A_2 \cdot J_2}{h} \quad (6.4)$$

Donde J_1 y J_2 son las densidades de corriente adoptadas para el primario y secundario, h el largo de una bobina (h_b), o del arrollamiento (h_a si es que dicho arrollamiento no está dividido en bobinas o galletas - ver Fig 6.5.1), S_1 y S_2 son las secciones de un conductor del primario y secundario y A_1 y A_2 son las secciones netas de cobre de los arrollamientos, sin considerar las aislaciones.

Al aumentar la tensión, el valor de q tiende a disminuir por efecto de las distancias y paredes de aislación. Una vez definido la cantidad de espiras de cada arrollamiento, por columna del transformador, tenemos que verificar si el alto de la columna es suficiente para el desarrollo de los bobinados, teniendo en cuenta las distancias de seguridad recomendadas. Por ello se calcula la carga específica media q con los números de espiras y las corrientes, primaria o secundaria.

El valor anterior lo comparamos con el recomendado por la Fig. 4.2.5 que se transcribe a continuación.



De existir diferencias entre el valor calculado y del gráfico, debemos reajustar el largo de columna o modificar el número de espiras por bobina.

6.5 SECCIÓN DE CONDUCTORES Y CALENTAMIENTO DE LOS ARROLLAMIENTOS

El producto de la carga lineal específica q por la densidad de corriente J se denomina carga admisible ($q.J$) y su valor es decisivo sobre el calentamiento de las bobinas con respecto a la temperatura del medio de refrigeración, ya sea aceite o aire.

Para tener en cuenta la carga lineal específica (q), el número de espiras y la longitud axial h , deben referirse exclusivamente a una bobina individual (h_b) o arrollamiento completo (h_a), en caso de no estar dividido el mismo en bobinas, como se indica en la Fig. 6.5.1 siguiente.

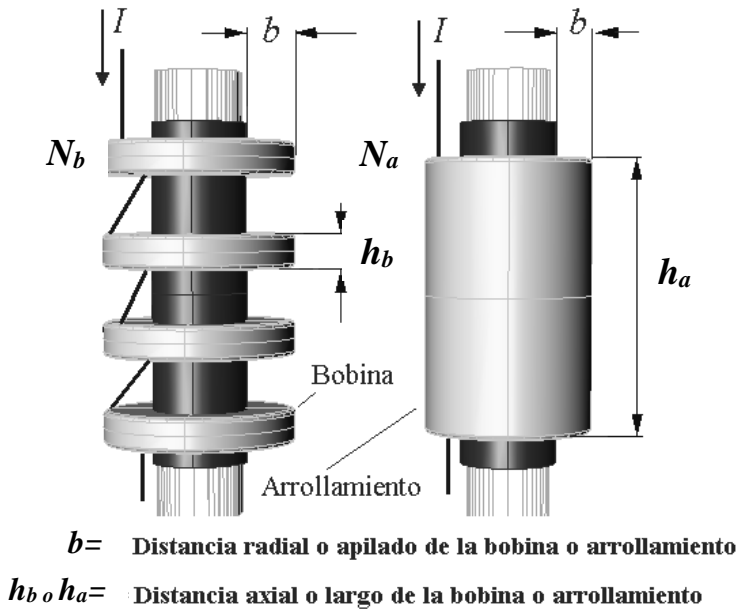


Fig.6.5.1: Medidas de bobinas y arrollamientos

Para las medidas de las bobinas o arrollamiento, no se deben tener en cuenta las aislaciones adicionales contra el núcleo y los canales de ventilación.

La corriente I , al estar conectadas en serie las bobinas es la misma corriente que circula por el arrollamiento completo.

Los valores admisibles de $(q.J)$ dependen de las condiciones de enfriamiento del bobinado y están íntimamente ligados a la extensión y eficacia de las superficies expuestas al fluido refrigerante.

Para transformadores con refrigeración de aire por convección:

La carga admisible $(q.J)$, depende del tipo constructivo del bobinado, sin que influyan en forma decisiva las proporciones de cada bobina.

La pérdida que puede disipar una superficie bobinada en contacto eficaz con el aire de convección es de unos $13 \text{ W/m}^2\text{.}^\circ\text{C}$, y en contacto con el aceite de unos $100 \text{ W/m}^2\text{.}^\circ\text{C}$, por ello, los transformadores “secos”, o con enfriamiento por aire, resultan en general mas voluminosos.

Por datos prácticos extraídos de transformadores en servicio con buena prestación puede considerarse la carga admisible $q.J$ que se indican en la

Fig. 6.5.2 siguiente, determinados para una sobreelevación de temperatura del material conductor de 50 °C.

Estos valores de $q.J$ son de referencia, y nos permitirán determinar la sobreelevación de temperatura alcanzada por las bobinas para otros valores de q o de Δ , de acuerdo a las características constructivas del transformador.

	Carga admisible ($q.J$) con refrigeración de aire (en $A^2.vuelta/cm.mm^2$)				
	Bobinado lineal	Bobinados concéntricos			
	Bobinas alternadas	En bobinas		Arrollamiento completo	
	AT y BT	AT	BT	AT	BT
Con cámara aire	645	480	330	470	300
Sin cámara aire	595	375	210	360	200
Figuras sin cámara de aire entre columna y BT					

Fig. 6.5.2: Carga admisible para transformadores con refrigeración por aire y sobreelevación de temperatura de 50° C

Para transformadores con refrigeración en aceite:

En estos transformadores, la relación b/h (alto de la bobina o arrollamiento medida en el sentido del largo de la columna / ancho o espesor radial, o apilado de conductores de la bobina o arrollamiento) modifica sustancialmente la capacidad de disipación térmica.

En el Tabla 6.5.1 siguiente, se indican los valores de carga admisible en función de $\Delta\theta$ de 10 °C y 15 °C de aumento de temperatura sobre el aceite circundante a las bobinas, y en función de la relación b/h .

Se observa en dicha tabla que para una cierta carga admisible $q.J$, cuanto menor es la relación de las dimensiones b/h (apilado/largo de bobina o arrollamiento - ver Fig. 6.5.1 anterior), tenemos menor sobre elevación de temperatura. La distribución definitiva de las bobinas requiere del establecimiento previo de las distancias de aislación, a efectos de verificar el espacio que queda libre para la distribución de los bobinados en el largo total de la columna, y en las dimensiones de la ventana.

Tabla. 6.5.1: Cargas admisibles $q.J$ en función de $\Delta\theta$ y b/h ,

Cargas admisibles $q.J$					
b/h	10°C	15 °C	b/h	10°C	15 °C
0,2	917	1353	5,2	3000	4438
0,4	1000	1477	5,4	3083	4562
0,6	1083	1600	5,6	3167	4685
0,8	1167	1723	5,8	3250	4809
1	1250	1847	6	3333	4932
1,2	1333	1970	6,2	3417	5055
1,4	1417	2094	6,4	3500	5179
1,6	1500	2217	6,6	3583	5302
1,8	1583	2340	6,8	3667	5426
2	1667	2464	7	3750	5549
2,2	1750	2587	7,2	3833	5672
2,4	1833	2711	7,4	3917	5796
2,6	1917	2834	7,6	4000	5919
2,8	2000	2957	7,8	4083	6043
3	2083	3081	8	4167	6166
3,2	2167	3204	8,2	4250	6289
3,4	2250	3328	8,4	4333	6413
3,6	2333	3451	8,6	4417	6536
3,8	2417	3574	8,8	4500	6660
4	2500	3698	9	4583	6783
4,2	2583	3821	9,2	4667	6906
4,4	2667	3945	9,4	4750	7030
4,6	2750	4068	9,6	4833	7153
4,8	2833	4191	9,8	4917	7277
5	2917	4315	10	5000	7400

6.6 DENSIDAD DE CORRIENTE

La densidad de corriente (J) para transformadores con refrigeración de aire se encuentra comprendida entre 1,5 y 2,5 A/mm², y para transformadores refrigerados por aceite entre 1,5 y 3,5 A/mm².

Para transformadores de gran potencia con refrigeración forzada puede utilizarse hasta 5 A/mm^2 .

Diversos autores utilizan distintas tablas y gráficos para seleccionar la densidad de corriente en función de la potencia del transformador.

Para transformadores con refrigeración de aceite y circulación natural (ONAN) puede utilizarse las densidades de corriente indicadas en la Fig. 6.6.

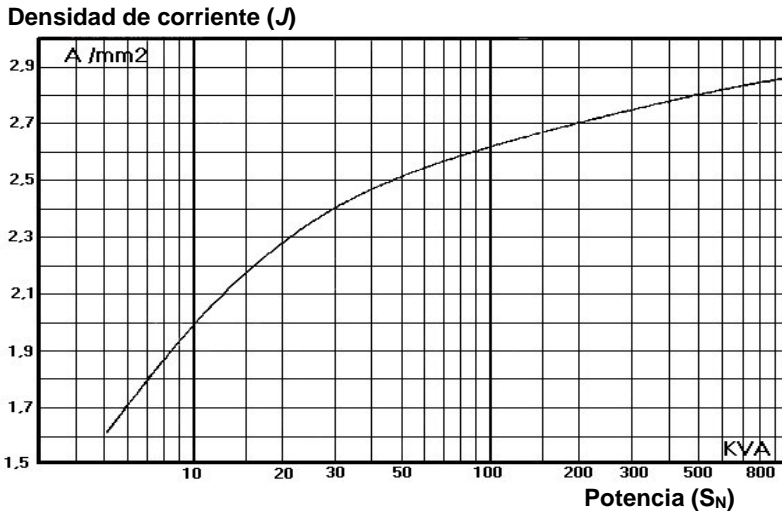


Fig. 6.6: Densidad de corriente para transformadores con arrollamientos de cobre y refrigeración ONAN

La densidad de corriente es un factor crucial en el volumen de cobre y del hierro presente en el transformador (al incrementarse las columnas y/o yugos para ubicar el bobinado), aumentando su volumen y costo total.

Por otro lado, la densidad de corriente también es un factor decisivo en la temperatura que alcanzarán los arrollamientos, por lo que su elección dependerá de la sobreelevación de temperatura que alcanzarán sus bobinados, y que a su vez, depende de la clase de aislación utilizada.

Si para una densidad de corriente adoptada, la sobreelevación de temperatura de los arrollamientos (temperatura por encima de la temperatura ambiente) es menor a $10 \text{ }^\circ\text{C}$, debe adoptarse una J mayor y redimensionar los arrollamientos y medidas del núcleo, a efectos de disminuir materiales y costos a expensas de una elevación de temperatura mayor.

6.7 BOBINADOS DE ALUMINIO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

6.7.1 Generalidades

La falta de desarrollo técnico en la obtención de aleaciones de aluminio de buenas cualidades como conductor, así como el inconveniente de la unión de cobre con aluminio, determinó inicialmente el uso del cobre en los bobinados de transformadores.

Sin duda, el desarrollo de la Primera Guerra Mundial (1914-1918), incentivó el uso del aluminio con fines eléctricos, básicamente como conductores, ante la falta del cobre que se utilizaba con fines bélicos.

Durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) se intensificó su uso en transformadores y conductores, y se lograron aleaciones de aluminio de baja resistividad y adecuada maleabilidad para la construcción de los arrollamientos.

Así se empezó a utilizar el aluminio para la construcción de los bobinados de algunos transformadores.

Hasta el inicio de los conflictos bélicos, el cobre era el único metal utilizado como conductor eléctrico, y como siempre ocurre, las situaciones de guerra impulsaron el desarrollo de nuevas tecnologías en la fabricación de materiales, impulsando en este caso, la sustitución del cobre por el aluminio eléctrico en la construcción de transformadores y en otros campos de la electrotecnia.

El precio del cobre, por ser de especial aplicación para usos militares, siempre estuvo supeditado a su cotización en las bolsas mundiales, sufriendo a través del tiempo grandes oscilaciones, y su cotización, hasta hoy en día, es siempre creciente.

La gran ventaja del aluminio reside en que es un metal más abundante y por ende, más económico y de precio más estable, cosa que impulsó el desarrollo de la tecnología de las aleaciones de aluminio, así como las técnicas de su soldadura.

En la actualidad, a nivel mundial, la mayoría de la producción de transformadores de distribución se realiza con bobinados de aluminio, y únicamente se conserva el empleo del cobre en aquellos casos de transformadores de pequeña potencia, en los que la reducida dimensión del diámetro del alambre impide el uso del aluminio.

También en Europa tanto los fabricantes franceses, alemanes, italianos y suizos, construyen por regla general, transformadores con bobinados en aluminio.

En España, construyeron los primeros transformadores en aluminio, durante los años de la Guerra Civil (1936-1939), debido a las dificultades en la adquisición del cobre.

6.7.2 El aluminio en transformadores

El diseño y proyecto de un transformador, evidentemente viene condicionado por una serie de características técnicas que debe cumplir: potencia, relación de transformación, pérdidas en vacío, impedancia, etc., siendo éstos los factores determinantes del dimensionamiento de los bobinados y de las exigencias térmicas y las solicitaciones dinámicas a que estarán sometidos.

Cuando las solicitaciones dinámicas o térmicas son el factor determinante del dimensionamiento de los bobinados, se utiliza en la fabricación de los transformadores una “aleación especial de aluminio” de mejores características eléctricas y mecánicas (menor resistividad y mayor maleabilidad y resistencia a la rotura), pero no es de uso frecuente.

Dentro de sus propiedades mecánicas mas importantes se destaca su límite de elasticidad que es tres veces superior al del aluminio electrolítico normal, permitiendo ser más resistente a los esfuerzos electrodinámicos debidos a los cortocircuitos.

Desde ya este aluminio especial tiene un costo superior al electrolítico, no se justifica su uso en transformadores del tipo estándar, reservándose su uso solo para transformadores especiales.

Por ello solo compararemos las características y el comportamiento del cobre y el aluminio electrolítico en la construcción de transformadores.

6.7.3 Propiedades físicas del cobre y del aluminio

Tabla 6.7.3: Propiedades físicas del aluminio y del cobre

Magnitud	Unidad	Aluminio electrolítico	Cobre electrolítico
Límite de elasticidad (alargamiento Permanente = 0,2%). (σ_{adm})	kg/mm ²	2,5 - 3	11 - 12
Resistencia a la tracción (límite de rotura) (σ_{rot})	kg/mm ²	7	20 - 23
Conductividad eléctrica a 20 °C (C)	m/Ω mm ²	36	57
Coefficiente de temperatura de la resistividad a 20 °C (Ctem)	°C	0,004	0,0039
Conductividad térmica (Ct)	cal/cm °C seg	0,570	0,941
Temperatura de fusión (Tf)	°C	655	1083
Calor específico (Ce)	cal / g °C	0,220	0,092
Peso específico (δ)	kg/dm ³	2,7	8,9

En la Tabla 6.7.3 anterior, se comparan las principales características mecánicas y eléctricas del aluminio electrolítico normal, y del cobre electrolítico, utilizados como conductores para la fabricación de bobinados de transformadores.

De la observación de la tabla precedente se aprecian diferencias técnicas importantes (además de lo mencionado del menor costo del aluminio respecto del cobre), que conducen a dos conclusiones importantes:

1) Los transformadores con bobinados de aluminio exigen un proyecto especial, totalmente diferente al de los transformadores con bobinados de cobre.

2) Los transformadores con bobinados de aluminio presentan ventajas indudables sobre los bobinados de cobre, y que se mencionan a continuación.

6.7.4 Cintas de aluminio

Si bien es posible la construcción de arrollamientos en cinta de cobre o aluminio en la fabricación de transformadores de distribución, el aluminio presenta la ventaja de ser más dúctil o maleable, facilitando la construcción del arrollamiento, razón por la cual el aluminio es ampliamente utilizado en este tipo de bobinas.

El bobinado de cinta de aluminio consiste en el arrollamiento continuo sobre sí mismo de una lámina de aluminio del ancho de la propia bobina y de su papel aislante correspondiente, dejando los canales necesarios para la circulación del líquido refrigerante.

Se obtiene una bobina de una espira por capa, extremadamente robusta, muy compacta y con un mejor aprovechamiento del espacio ocupado por el conductor, que cuando se utiliza conductores redondos o pletinas.

6.7.5 Ventajas del uso de aluminio en transformadores.

Los transformadores construidos con bobinados de aluminio, además de poder proporcionar las mismas características eléctricas y de servicio que los de bobinados en cobre, presentan una serie de ventajas, que se traducen en un mejor comportamiento ante situaciones anormales, como sobrecargas y cortocircuitos, y que se traducen en una mayor duración de vida.

Se describen a continuación las ventajas de su uso:

1) Comportamiento térmico en caso de sobrecargas.

Se define como capacidad calorífica (Cc) de un material al producto de su masa por su calor específico, y representa la capacidad del material de poder disipar la temperatura.

Consideraremos dos transformadores equivalentes, uno con bobinado de aluminio y otro con bobinado de cobre, que proporcionen, por tanto, la misma potencia, relación de transformación, pérdidas en vacío, pérdidas en carga, tensión de cortocircuito, etc.

Esto implica que la resistencia de los bobinados será igual, que la longitud del conductor será la misma (para mantener los mismos amperios-vuelta) y, como consecuencia, las secciones (S) de ambos bobinados deberán ser inversamente proporcionales a las conductividades respectivas (C) del aluminio (Al) y del cobre (Cu), o sea, que:

$$\frac{S_{Al}}{S_{Cu}} = \frac{\text{Conductibilidad.Cu}}{\text{Conductibilidad.Al}} = \frac{C_{Cu}}{C_{Al}} = \frac{57}{36} = 1,583$$

El valor anterior (1,583) nos permite hacer la conversión de secciones de conductor entre arrollamientos de igual número de espiras, entre cobre y aluminio. De igual manera, la densidad de corriente adoptada para el aluminio es la densidad del cobre dividida por el mismo valor.

Las masas de los bobinados son, respectivamente:

$$M_{Al} = L_{AL} \cdot S_{Al} \cdot \delta_{Al}$$

$$M_{Cu} = L_{Cu} \cdot S_{Cu} \cdot \delta_{Cu}$$

Donde:

L_{Al} y L_{Cu} longitudes de los arrollamientos

S_{Al} y S_{Cu} secciones de aluminio y cobre

δ_{Al} y δ_{Cu} pesos específicos del aluminio y del cobre

Y su relación será:

$$\frac{M_{Al}}{M_{Cu}} = \frac{S_{Al}}{S_{Cu}} \cdot \frac{\delta_{Al}}{\delta_{Cu}} = 1,583 \cdot \frac{2,7}{8,9} = 0,488$$

Es decir, que la masa del bobinado de aluminio es, aproximadamente, la mitad de la masa del bobinado de cobre del transformador equivalente:

$$M_{Al} \cong 0,5 \cdot M_{Cu}$$

Como se dijo, la capacidad calorífica (Cc) de un bobinado es igual a su masa multiplicada por el calor específico (Ce) del metal utilizado, e indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho material para experimentar cambios de temperatura.

Puede interpretarse a la capacidad calorífica como una medida de inercia térmica.

Es una propiedad cuyo valor depende, no solo de la sustancia, sino también de la cantidad de material presente. Por lo tanto:

$$Cc_{Al} = M_{Al} \cdot Ce_{Al}$$

$$Cc_{Cu} = M_{Cu} \cdot Ce_{Cu}$$

Su relación será:

$$\frac{Cc_{Al}}{Cc_{Cu}} = \frac{M_{Al}}{M_{Cu}} \cdot \frac{0,220}{0,092} = 0,488 \cdot 2,39 = 1,167$$

Lo que quiere decir que la capacidad calorífica de un bobinado de aluminio es, aproximadamente, un 17% superior a la capacidad calorífica del bobinado de cobre del transformador equivalente.

Esto hace que los bobinados de aluminio resistan más tiempo la corriente de cortocircuito o cualquier sobrecarga transitoria, antes de alcanzar una temperatura peligrosa para su aislación.

En la Fig. 6.7.5.1 siguiente se aclara esta idea sobre el comportamiento térmico de los transformadores de aluminio, donde se trazan las dos curvas que representan el calentamiento de los bobinados de cobre y de aluminio, respectivamente.

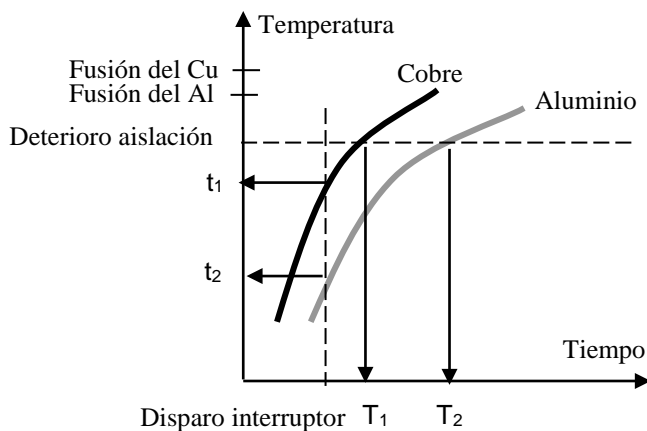


Fig. 6.7.5.1: Comportamiento térmico del cobre y del aluminio

Ante una situación de cortocircuito, se observa que:

- a) Cuando dispara el interruptor de protección, la temperatura alcanzada por el bobinado de aluminio (t_2) es menor que la del bobinado de cobre (t_1).
- b) Si el interruptor no actuase por una falla del sistema de protección, se alcanzaría antes en el bobinado de cobre la temperatura de deterioro de la aislación (T_1), destruyéndose el transformador.

2) Comportamiento dinámico en caso de cortocircuito

Dada la menor conductividad del aluminio respecto al cobre, la sección del conductor del aluminio, y por tanto sus dimensiones, son considerablemente superiores que cuando se utiliza cobre (1,583).

Este aumento de las dimensiones del conductor de aluminio, conduce en general a un mayor módulo resistente (dependiente de sus lados), que puede o no, superar el límite elástico del conductor, destruyéndose ante esfuerzos por el cortocircuito, y que en el caso del cobre, al tener mayor límite de elasticidad, con menor módulo resistente puede soportar el esfuerzo.

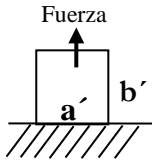
Manteniendo constantes el número de espiras, con una sección equivalente de aluminio implica disponer mayor espacio para ubicación de las bobinas debiéndose modificar el núcleo de hierro.

Ante tal alternativa conviene aumentar los anchos de ventana en lugar de las columnas porque con ello aumentamos el módulo resistente del conductor, dándole mayor resistencia mecánica y minimizar el aumento del volumen de hierro, porque solo alargamos los 2 yugos en lugar de las 3 columnas.

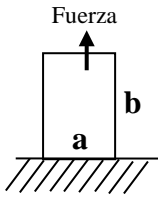
Analizaremos a continuación el comportamiento dinámico de dos arrollamientos hechos con pletinas de cobre y aluminio ante los esfuerzos del cortocircuito.

Consideraremos dos transformadores equivalentes, con bobinados de aluminio y de cobre respectivamente, con la siguiente relación entre ambos conductores:

a) **Conductores de pletinas con las siguientes proporciones entre sus lados: lado a del conductor de aluminio = lado a' del conductor de cobre**



Conductor de cobre $S_{Cu} = a' b'$ $C_{Cu} = 57$
 $W_{Cu} \text{ (mod. Resistente)} = a' b'^2 / 6$ (sección rectangular)



Conductor de aluminio $S_{Al} = a \cdot b$ $C_{Al} = 36$
 $W_{Al} \text{ (mod. Resistente)} = a b^2 / 6$ (sección rectangular)

Donde S es la sección de las pletinas, y C la conductibilidad de ambos materiales

La relación de módulos resistentes, teniendo en cuenta que $a' = a$, vale:

$$\frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = \frac{a' \cdot b'^2}{a \cdot b^2} = \frac{b'^2}{b^2}$$

Llamando:

$$r = \frac{b'}{b}$$

Obtenemos que:

$$\frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = r^2$$

La relación de secciones entre el aluminio y cobre valen:

$$\frac{S_{Al}}{S_{Cu}} = \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'} = \frac{b}{b'} = \frac{1}{r}$$

Las secciones son inversamente proporcionales a las conductibilidades, por

lo cual:

$$\frac{S_{Al}}{S_{Cu}} = \frac{C_{Cu}}{C_{Al}} = \frac{1}{r}$$

Entonces:

$$r = \left(\frac{C_{Al}}{C_{Cu}} \right)$$

Reemplazando:

$$\frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = \left(\frac{C_{Al}}{C_{Cu}} \right)^2$$

Cuando se produce un cortocircuito, los arrollamientos sufren esfuerzos axiales y longitudinales, producto del campo magnético y de la elevada corriente.

Si los arrollamientos se encuentran correctamente centrados, los esfuerzos longitudinales (o axiales) que tienden a desplazar las bobinas se compensan y solo existirán esfuerzos en las espiras extremas de las bobinas, por lo que es necesario en la construcción del transformador un correcto acuñado de los arrollamientos, y entre éstos y los yugos.

A pesar del acuñado, en la parte de los arrollamientos que no está contenida por los yugos la deformación de las bobinas es inevitable.

En forma radial, las espiras se encuentran sometidas a un esfuerzo de flexión simple y de sentido contrario en ambos arrollamientos. En el bobinado interior se pueden producir “abolladuras” puntuales entre separadores (como se observa en la Fig. 6.7.5.2 siguiente), o entre todos los separadores.

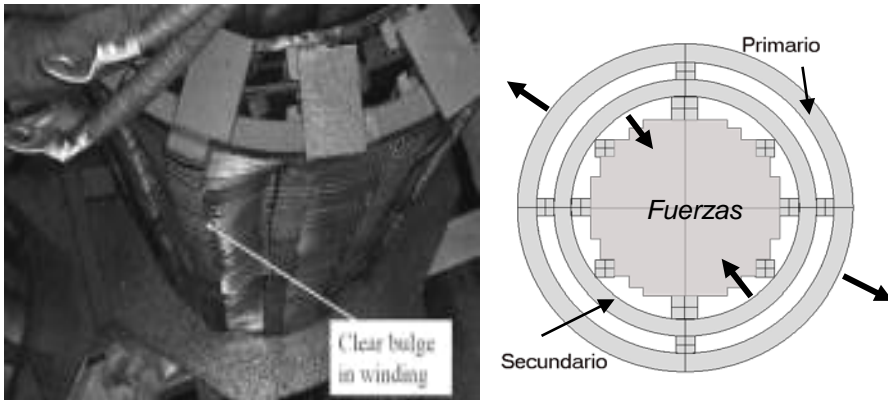


Fig. 6.7.5.2: Esfuerzos sobre los arrollamientos

La tensión máxima que soportarán las espiras es:

$$\sigma_{max} = \frac{M(\text{momento.flector})}{W(\text{módulo.resistente})}$$

Como el momento flector es el mismo para ambos arrollamientos:

$$\frac{\sigma_{max_{Al}}}{\sigma_{max_{Cu}}} = \frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = \left(\frac{C_{Al}}{C_{Cu}} \right)^2$$

Como $C_{Al}=36 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$ y $C_{Cu}= 57 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$

$$\frac{\sigma_{max_{Al}}}{\sigma_{max_{Cu}}} = \left(\frac{36}{57} \right)^2 = 0,398$$

Lo anterior que quiere decir que para una determinada situación de cortocircuito, los esfuerzos a que trabajan los conductores, según sea el bobinado de cobre o de aluminio, están en la misma relación que sus conductividades elevadas al cuadrado, es decir:

$$\sigma_{max_{Al}} = 0,3982 \cdot \sigma_{max_{Cu}}$$

En el límite de elasticidad, la tensión admisible del aluminio debe ser como mínimo:

$$\sigma_{adm_{Al}} = 0,3982 \cdot \sigma_{adm_{Cu}}$$

Dado que el σ_{adm} del cobre es 12 (según Tabla 5.7.3)

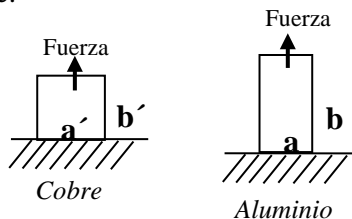
$$\sigma_{adm_{Al}} = 0,398 \cdot 12 \cong 4,8$$

Es decir el σ_{adm} del aluminio debe ser como mínimo 4,8 para tener la misma resistencia a la flexión, cosa que no se cumple dado que el aluminio tiene un $\sigma_{adm} = 3$.

Lo anterior implica que se debe aumentar o agrandar la medida b del conductor de aluminio para tener la misma resistencia mecánica que el de cobre, dado que al aumentar dicho lado (b) del conductor de aluminio, aumenta su módulo resistente.

b) Conductores de pletinas con las siguientes proporciones entre sus lados: lado a del conductor de aluminio = $2/3$ lado a' del conductor de cobre

Haciendo el mismo análisis con $a = 2/3 a'$ como se muestra en la siguiente figura, encontramos que:



$$\frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = \frac{\frac{1}{6} a' \cdot b'^2}{\frac{1}{6} a \cdot b^2} = \frac{a' \cdot b'^2}{\frac{2}{3} \cdot a \cdot b^2} = \frac{3 \cdot b'^2}{2 \cdot b^2} = \frac{3}{2} \cdot r^2$$

Con $r = \frac{b'}{b} \quad r = \frac{2 \cdot C_{Al}}{3 \cdot C_{Cu}}$

$$\frac{S_{Al}}{S_{Cu}} = \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'} = \frac{\frac{2}{3} \cdot a' \cdot b}{a' \cdot b'} = \frac{2 \cdot b}{3 \cdot b'} = \frac{2}{3 \cdot r} = \frac{C_{Cu}}{C_{Al}}$$

$$\frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = \frac{3}{2} \cdot r^2 = \frac{3}{2} \cdot \left(\frac{2 \cdot C_{Al}}{3 \cdot C_{Cu}} \right)^2 = \frac{3}{2} \cdot \frac{4}{9} \cdot \left(\frac{C_{Al}}{C_{Cu}} \right)^2 = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{36}{57} \right)^2 = \frac{2}{3} \cdot 0,398 = 0,266$$

$$\frac{\sigma_{max_{Al}}}{\sigma_{max_{Cu}}} = \frac{W_{Cu}}{W_{Al}} = 0,266$$

En el límite elástico:

$$\sigma_{adm_{Al}} = 0,266 \cdot \sigma_{adm_{Cu}}$$

$$\sigma_{adm_{Al}} = 0,266 \cdot 12 = 3,2$$

En razón de que el límite elástico del aluminio el σ_{adm} es 3, podemos concluir que en este caso, (es decir cuando el lado que presenta menor módulo resistente es 2/3 de la del conductor de cobre), el bobinado de aluminio resistirá los mismos esfuerzos que el bobinado de cobre, sin sufrir deformaciones.

c) Conductores de cintas y pletinas

Por la forma constructiva de las bobinas con cintas, le brinda al transformador una extraordinaria robustez mecánica, muy superior a la de un bobinado clásico de conductor en hélice hecho con pletinas o conductores redondos.

En el bobinado de cintas, los esfuerzos axiales derivados de un cortocircuito quedan compensados por la propia cohesión del material, lo que no puede ocurrir con el bobinado de conductor en hélice, que tiene poca adherencia de las espiras contra la capa inferior o sobre el tubo de soporte,

que en caso de cortocircuitos tienden a desplazarse axialmente destruyéndose el bobinado.

3) Menor envejecimiento de las aislaciones y del aceite

La Norma IRAM 2112 señala como temperatura máxima transitoria alcanzable por el conductor en caso de cortocircuito de 200 °C para el aluminio y 250 °C para el cobre, para transformadores sumergidos en aceite.

Para transformadores secos la temperatura máxima es de 180 °C para ambos materiales.

Esta limitación de temperatura, y la mayor capacidad calorífica de los bobinados de aluminio, favorece un menor envejecimiento del aislante y del aceite (por alcanzar menor temperatura cuando actúa la protección), que son los que determinan la vida del transformador.

Por lo que puede afirmarse que, en igualdad de condiciones de explotación, la vida de un transformador con bobinados de aluminio es más larga que la de otro equivalente con bobinados de cobre.

6.7.6 Ventajas de los arrollamientos encapsulados en resina epoxi

La tendencia actual en el mundo, es la construcción de transformadores destinados a estar ubicados en recintos bajo techo (no a la intemperie) del tipo encapsulados en resina, dado que ofrece como principales ventajas la de tener bajo mantenimiento, por no contener fluidos refrigerantes, y por ende, la obra civil de la subestación resulta mas económica por no necesitar del foso recolector de aceite en caso de fuga del mismo.

En los países desarrollados el porcentaje de transformadores distribución del tipo “seco” llega al 40% de los transformadores suministrados.

De este 40% de transformadores secos encapsulados, un gran porcentaje (mayor al 90 %) son fabricados en aluminio, lo que es sin duda una muestra clara de las ventajas de utilizar aluminio en lugar de cobre en los bobinados utilizados en transformadores de distribución encapsulados en resina.

Resulta indispensable, para un arrollamiento encapsulado en resina, que ante la variación de la carga durante su funcionamiento, el conjunto conformado por la resina y el conductor, tengan dilataciones y contracciones uniformes para no provocar en sus superficies de contacto tensiones recíprocas nocivas que puedan producir oclusiones o separación entre los materiales, lo que puede dar lugar a descargas parciales.

El sistema de resina epoxi, de colada, tiene un coeficiente de dilatación lineal es de $30 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$, mientras que el aluminio tiene un coeficiente de dilatación de $24 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$ y el cobre $17 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$.

De acuerdo a lo anterior, el aluminio tiene el coeficiente de dilatación más parecido al de la resina, con lo cual ambos (aluminio y resina) tendrán variaciones de longitud parecidas, cosa que no ocurre en el caso de utilizar resina y cobre.

Esto significa por ejemplo, que para una bobina cuya altura es de 1 m, la diferencia entre la dilatación (Δl) de la resina y la del conductor a una temperatura de 130°C , y considerando una temperatura ambiente de 30°C es de:

$$\text{Para la resina} \quad \Delta l = 1000 \text{ (mm)} \cdot 100 \text{ (}^{\circ}\text{C)} \cdot 30 \times 10^{-6} \text{ (1/}^{\circ}\text{C)} = 3 \text{ mm}$$

$$\text{Para el cobre} \quad \Delta l = 1000 \text{ (mm)} \cdot 100 \text{ (}^{\circ}\text{C)} \cdot 17 \times 10^{-6} \text{ (1/}^{\circ}\text{C)} = 1,7 \text{ mm}$$

$$\text{Para el aluminio} \quad \Delta l = 1000 \text{ (mm)} \cdot 100 \text{ (}^{\circ}\text{C)} \cdot 24 \times 10^{-6} \text{ (1/}^{\circ}\text{C)} = 2,4 \text{ mm}$$

Son notorias las diferencias de dilatación del sistema resina-aluminio, siendo por esta razón por la cual los fabricantes, comenzaron a utilizar bobinados de aluminio en transformadores resinados.

Es decir, que ante la opción de fabricar un transformador de distribución encapsulado en resina, la mejor opción tecnológica en cuanto a la mejor compatibilidad entre la resina aislante y bobinados es elegir como material conductor de las bobinas el aluminio.

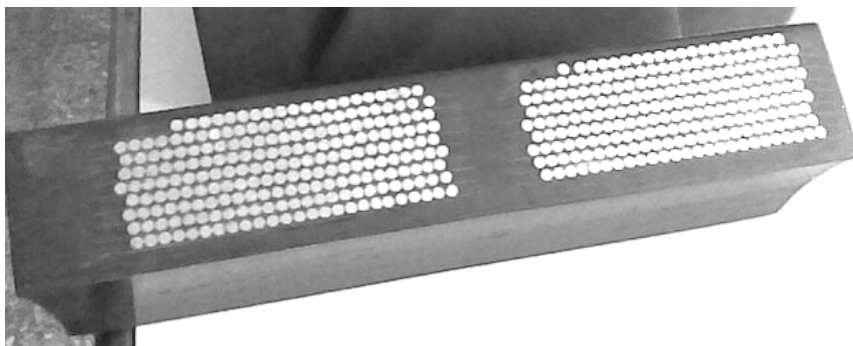
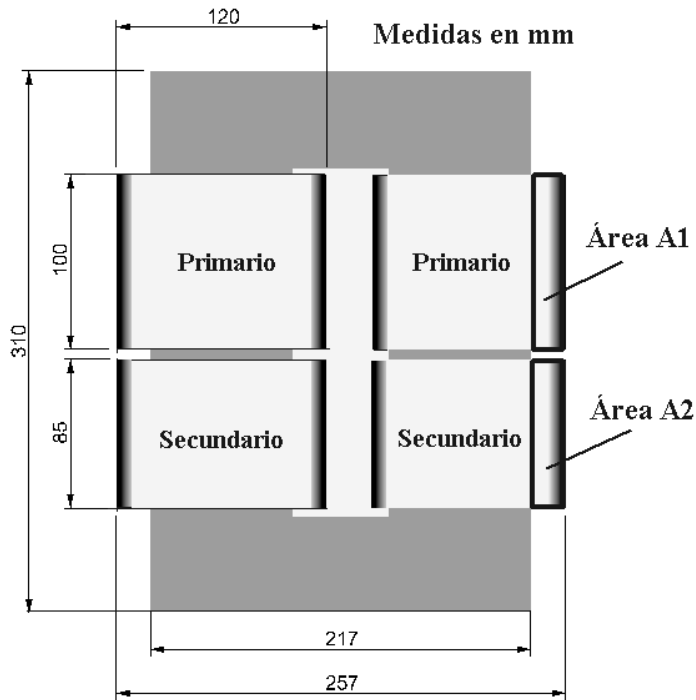


Fig. 6.7.6 Corte de una bobina de aluminio encapsulada en resina

Ejemplo N° 3 - Calentamiento de arrollamientos

Un transformador monofásico, de 2,5 kVA, fue bobinado en cobre como se indica en la figura siguiente, el arrollamiento primario y secundario esta distribuido en 2 bobinas, una en cada columna.



El primario tiene 400 espiras en total, y el secundario 20.
 La tensión del primario es de 220 V, y del secundario 11 V. La refrigeración es por aire.
 Calcular el calentamiento aproximado de las bobinas de cobre, sobre la temperatura media del aire.
 Cálculo de las corrientes:

$$I_1 = \frac{2500VA}{220V} = 11,4A \quad I_2 = \frac{2500VA}{11V} = 227,3A$$

Área aproximada de cobre de cada bobina:

$$A_1 = 100mm \cdot 20mm = 2000mm^2 \quad A_2 = 85mm \cdot 20mm = 1700mm^2$$

Número de conductores de cada bobina del primario y del secundario:

$$N_1 = \frac{400}{2} = 200.espiras \quad N_2 = \frac{20}{2} = 10.espiras$$

Sección aproximada (por no considerar las aislaciones) de cada conductor:

$$S_1 = \frac{2000mm^2}{200esp} = 10.mm^2 \quad S_2 = \frac{1700mm^2}{10esp} = 170.mm^2$$

Las densidades de corriente:

$$J_1 = \frac{I_1}{S_1} = \frac{11,4A}{10.mm^2} = 1,14.A/mm^2 \quad J_2 = \frac{I_2}{S_2} = \frac{227,3A}{170.mm^2} = 1,34.A/mm^2$$

Se observa valores de densidades de corriente bajas, lo que presupone una elevación de temperatura también baja.

Las cargas lineales serán:

$$q_1 = \frac{N_{b1} \cdot I_1}{h_{b1}} = \frac{200esp \cdot 11,4A}{10cm} = 228AV/cm$$

$$q_2 = \frac{N_{b2} \cdot I_2}{h_{b2}} = \frac{10esp \cdot 227,3A}{8,5.cm} = 267AV/cm$$

Las cargas admisibles serán:

$$q_1 \cdot J_1 = 228(AV/cm) \cdot 1,14(A/mm^2) = 260$$

$$q_2 \cdot J_2 = 267(AV/cm) \cdot 1,34(A/mm^2) = 358$$

Las cargas admisibles (o índices de carga térmica) según Fig.6.5.2, para una sobreelevación de temperatura de 50 °C es de 645, con lo cual la elevación de temperatura esperada para el transformador en las inmediaciones de los bobinados, respecto a la del ambiente serán:

$$\text{Para el primario: } 50 \cdot \frac{260}{645} = 20^\circ C$$

$$\text{Para el secundario: } 50 \cdot \frac{358}{645} = 28^\circ C$$

De acuerdo a lo anterior, la sobreelevación de temperatura esperada es aceptable.

Ejemplo N° 4 - Calentamiento de arrollamientos

Un transformador trifásico, inmerso en aceite, tiene los arrollamientos primarios y secundarios distribuidos en bobinas, cuyas medidas se indican en la siguiente figura.

La potencia del transformador es de 800 kVA, siendo la relación de transformación 13,2/0,4 kV. Conexión D – y. Refrigeración ONAN.

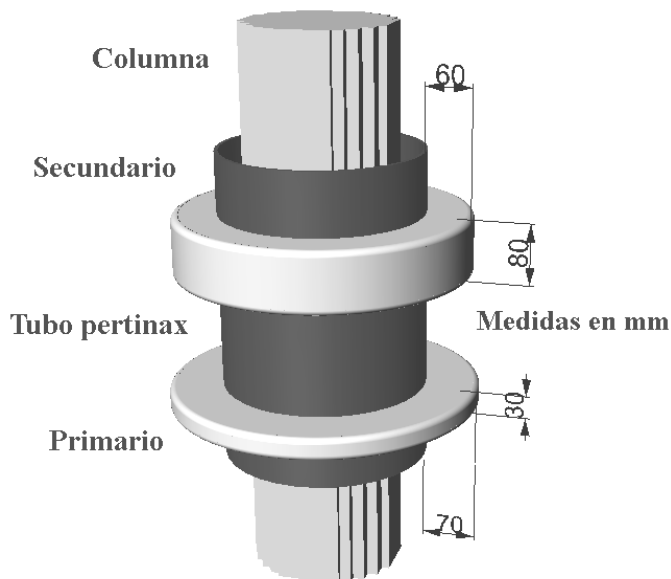
El conductor utilizado es cobre, y cada bobina tiene las siguientes características:

Primario: 120 espiras de $12,5 \text{ mm}^2$ (4 mm diámetro).

Secundario: 4 espiras, y cada una formada por dos conductores en paralelo de $40 \text{ mm} \times 7,5 \text{ mm}$. En total cada espira secundaria tiene 600 mm^2 .

Calcular:

- 1) Las corrientes
- 2) Cargas lineales
- 3) Cargas térmicas o admisibles
- 4) La sobreelevación de temperatura en las inmediaciones de los bobinados.



Las corrientes por los arrollamientos serán:

$$1) \quad I_1 = \frac{800KVA}{3.13,2KV} = 20,25A$$

$$I_2 = \frac{800KVA}{\sqrt{3}.0,4KV} = 1156A$$

$$J_1 = \frac{I_1}{S_1} = \frac{20,25A}{12,5mm^2} = 1,6.A/mm^2$$

$$J_2 = \frac{I_2}{S_2} = \frac{1156A}{600.mm^2} = 1,92.A/mm^2$$

$$2) \quad q_1 = \frac{N_{b1} \cdot I_1}{h_{b1}} = \frac{120esp \cdot 20,25A}{3cm} = 810AV/cm$$

$$q_2 = \frac{N_{b2} \cdot I_2}{h_{b2}} = \frac{4vuelta \cdot 1156A}{8cm} = 578AV/cm$$

3) Las cargas admisibles serán:

$$q_1 \cdot J_1 = 810(AV/cm) \cdot 1,6(A/mm^2) = 1296$$

$$q_2 \cdot J_2 = 578(AV/cm) \cdot 1,92(A/mm^2) = 1109$$

Las relaciones de dimensiones de las bobinas son:

$$\frac{b_{b1}}{h_{b1}} = \frac{70}{30} = 2,33$$

$$\frac{b_{b2}}{h_{b2}} = \frac{60}{80} = 0,75$$

4) Según la Tabla 5.5.1, obtenemos aproximadamente un $\Delta\theta_1 = 9^\circ C$ y $\Delta\theta_2 = 10^\circ C$

Se verifica que la sobreelevación de temperatura se encuentra dentro de los valores razonables atendiendo a la clase de aislación usada en los arrollamientos.

Capítulo 7

Distancias eléctricas

7.1 AISLACIÓN DE CONDUCTORES

En los transformadores en aceite, para la aislación de los conductores, se emplea el papel, en varias capas a tope, o solapadas, especialmente cuando se utilizan pletinas, hasta llegar al grueso de aislación deseado.

En bobinados con conductores redondos, se emplea mucho la aislación de esmalte sintético (cloruro de polivinilo y similares) con distintos grados térmicos (hasta 180 °C – Clase de aislación H), y que proporciona muy buena rigidez dieléctrica.

Las barras muy gruesas se refuerzan con un encintado final de algodón.

El incremento de espesor (doble pared) para diversos tipos de recubrimiento aislante se indica a continuación:

Hilos esmaltados	0,1 mm
Doble capa de seda	0,12 mm
Doble capa de papel	0,15 mm
Doble capa de algodón	0,30 mm
Cinta de algodón solapado a ½	0,6 mm

Acumulando capas sucesivas de papel puede alcanzarse cualquier grueso de aislación deseado.

Siempre que se trata de conocer el espesor aislante o las distancias de seguridad que conviene adoptar según la tensión de servicio (o la tensión de prueba), las recomendaciones procedentes de fuentes distintas no suelen ser muy concordantes.

En la Tabla 7.1 siguiente, se establecen los valores medios que pueden adoptarse para aislaciones con papel en función de la tensión nominal a la vista de estas recomendaciones.

La primera columna se refiere al cuerpo normal de la bobina y la segunda, a las espiras de choque o de entrada de la línea sobre cada toma.

El número de estas espiras, con aislación reforzada debe ser un 3 % del total.

El 1 % como mínimo con la aislación indicada en la tabla y el 2 % restante con el mismo grueso o en disminución progresiva hasta coincidir con el de las bobinas normales.

A veces es mejor que reforzar la aislación, disminuir el número de espiras por capa. Distintos fabricantes recomiendan en base a la experiencia utilizar los valores de aislación indicados en la siguiente tabla. Se observa que a partir de 20 kV se refuerzan las aislaciones de conductores de entrada.

Tabla 7.1: Aislación de papel para conductores NORMALES y de ENTRADA en transformadores en aceite (mm).

U _{AT} (kV)	Aislación conductores		U _{AT} (kV)	Aislación conductores	
	Normales	De entrada		Normales	De entrada
5	0,4	0,4	115	0,9	3,5
10	0,4	0,4	120	0,9	3,7
15	0,4	0,4	125	0,9	3,9
20	0,4	0,6	130	1,0	4,0
25	0,4	0,8	135	1,0	4,2
30	0,5	0,9	140	1,0	4,4
35	0,5	1,0	145	1,0	4,6
40	0,5	1,2	150	1,1	4,8
45	0,5	1,3	155	1,1	5,0
50	0,6	1,4	160	1,1	5,2
55	0,6	1,6	165	1,1	5,4
60	0,6	1,7	170	1,2	5,6
65	0,6	1,9	175	1,2	5,8
70	0,7	2,0	180	1,2	6,1
75	0,7	2,2	185	1,2	6,3
80	0,7	2,3	190	1,3	6,5
85	0,7	2,5	195	1,3	6,7
90	0,8	2,6	200	1,3	7,0
95	0,8	2,8	205	1,3	7,2
100	0,8	3,0	210	1,4	7,4
105	0,8	3,1	215	1,4	7,7
110	0,9	3,3	220	1,4	7,9

7.2 AISLACIÓN ENTRE CAPAS

Suele separarse las capas de bobinado con prespan de 0,1 a 0,2 mm sobre todo si la tensión entre las espiras extremas de las dos capas supera los 100 volts. Cuando se trata de barras gruesas, el espesor de prespan puede ser superior, llegando a 0,4 mm.

Las bobinas de choque (bobinas extremas, de neutro y de tomas de conmutación) se suelen hacer con menos espiras por capa que las normales, aproximadamente la mitad que en las capas normales, para reducir también a la mitad la tensión por capa y la máxima entre espiras de capas sucesivas.

Se evita con esto la necesidad de reforzar la cubierta aislante, lo cual tiene como consecuencia, disminuir la capacidad entre espiras y debilitar con ello la resistencia a las ondas de choque.

Se debe tener presente que un arrollamiento puede estar constituido por una sola bobina, o en varias bobinas o “galletas”, y su elección depende de la capacidad de disipación de temperatura del arrollamiento y de la

tensión entre los conductores extremos de capas de conductores sobrepuestos.

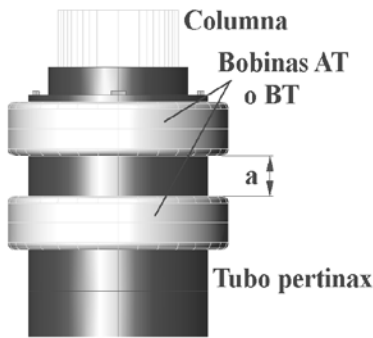
7.3 AISLACIÓN ENTRE BOBINAS

El devanado de alta tensión, y a veces ambos arrollamientos, se subdividen en bobinas parciales con canales de refrigeración radial, como se indica en la Fig. 7.3.1 siguiente.

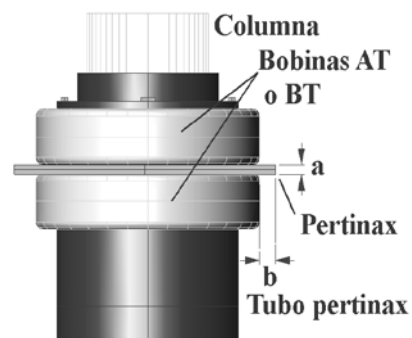
Estos canales han de ofrecer un paso libre a , de 15 mm, como mínimo, si se trata de transformadores al aire y de 4 mm (mejor aún, 5 mm) en aceite.

La distancia en cuestión se mantendrá mediante tacos de bakelita o de prespan respectivamente.

Bobinas del mismo arrollamiento

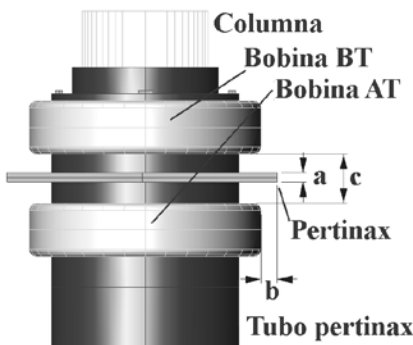


En aceite $a \geq 4$ mm

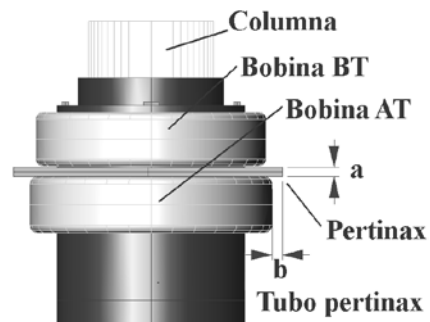


En aire $a = b \geq 3$ mm
En aceite $a \geq 5$ mm

Bobinas de distinto arrollamiento



En aire $a \geq 3$ mm
 $b = c + 5$ mm
 $c = 1,5$ mm/kV



En aceite $a \geq 10$ mm
 $b \geq 5$ mm

Fig. 7.3.1: Aislación entre bobinas del mismo o distinto arrollamiento

Cuando se trata de construcciones acorazadas, con bobinas de alta y baja tensión alternadas, se llega, a veces, a 5000 V por bobina.

En la figura anterior (Fig. 7.3.1-Aislación entre bobinas entre bobinas del mismo o distinto arrollamiento), se hallan los datos complementarios sobre el correcto dimensionado de las distancias y separadores, tanto con transformadores al aire como en aceite.

Para los primeros (en aire) hay que considerar generalmente tensiones de hasta 10 kV, aunque se han construido algunos para 15 kV en alta, del tipo encapsulado.

Se aclara que en la figura anterior, que el pertinax que separa las bobinas, ya sea para bobinas del mismo arrollamiento o bobinas alternadas (de distinto arrollamiento), son aros o anillos que cubren toda la superficie de las bobinas. No se utilizan para este fin tacos separadores.

Se puede utilizar como separador de las bobinas otro material, como fibra roja por ejemplo, cuyo espesor dependerá de la rigidez dieléctrica del mismo y de la tensión entre las bobinas.

En la Fig 7.3.2 siguiente se indican las distancias recomendadas de separación entre la columna, y los arrollamientos o bobinas de BT y AT.

Distancias “j” o “k”, en mm entre bobinas concéntricas		
Unominal (kV)	Sin tubo de pertinax	Con tubo de pertinax
5	10	6
10	10	10
20	18	18
40	22	20
60	38	32
80	52	40
100	64	52
120	82	62
140	105	75
160	125	85
180	145	100
200	170	110
220	200	120

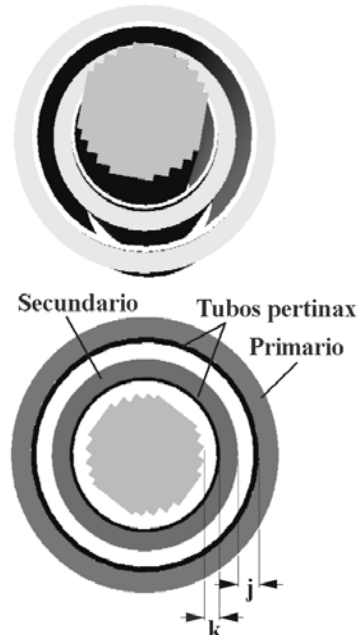


Fig. 7.3.2: Distancias mínimas j entre bobinas de AT y BT, y k respecto a la columna, para transformadores en aceite.

En la Fig. 7.3.3 siguiente se indican los espesores recomendados de tubo de aislación, y que sirven como soporte mecánico para el montaje de los arrollamientos.

Tubos aislantes entre AT y BT, y entre BT y columna (mm)	
Unominal (kV)	“m” y “P”
10	1,5
20	3,5
40	7
60	10
80	13
100	15
120	18
140	20
160	22
180	24
200	26
220	30

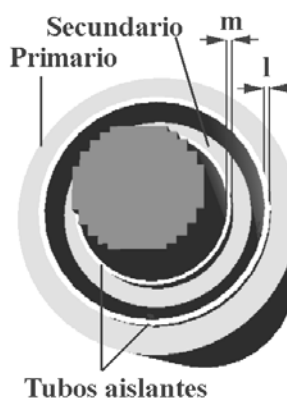


Fig. 7.3.3: Espesores aislantes entre bobinas de BT, AT y el núcleo para transformadores en aceite o aire

La tensión por bobina individual no debe exceder los 2000 volts, y 1000 volts entre los conductores extremos de distintas capas de la bobina. Para las bobinas de choque, las tensiones se reducen a la mitad.

Como se observa en la Fig. 7.3.4 precedente, las distancias entre las bobinas (o arrollamiento completo) y los yugos (superior e inferior), son críticas, dado que son puntos factibles de descargas a tierra de las bobinas.

Por ello, es práctica normal cuando la tensión supera los 20 kV, reforzar la aislación entre las bobinas y los yugos mediante fibra o prespan del espesor adecuado.

En la mencionada figura, se indican las distancias mínimas de separación a tener en cuenta, en función de la tensión nominal de las bobinas y si se intercala o no, aislantes entre las bobinas y yugos (que algunos autores denominan sombreretes o valonas).

U nominal (kV)	Distancias "0" y "n" (mm)	
	Sin aislantes	Con aislantes
< 5	15	-----
10	20	-----
20	30	-----
40	50	40
60	90	55
80	130	80
100	175	100
120	220	140
140	270	160
160	305	200
180	360	240
200	400	280
220	450	320

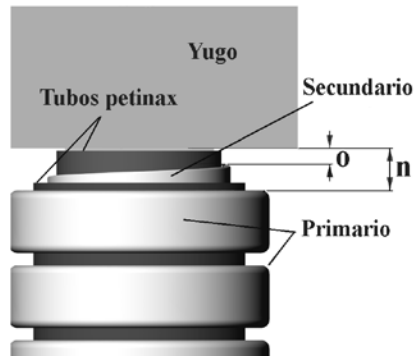


Fig. 7.3.4: Distancias mínimas entre bobinados y yugos para transformadores en aceite

Distancias entre bobinas de AT	
Unominal (kV)	"p" en mm
10	10
20	18
40	25
60	50
80	68
100	85
120	105
140	120
160	135
180	155
200	170
220	190

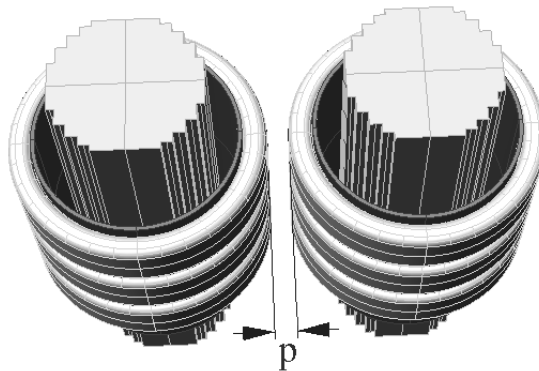


Fig. 7.3.5: Distancias mínimas entre bobinados de alta tensión para transformadores en aceite

Como se mencionó en el inciso 6.7.5 (Punto 2), en caso de cortocircuito se producen esfuerzos axiales que tienden a deformar las bobinas, acercándolas a los yugos. Por tal razón, tengan o no aislantes intermedios, debe acuñarse cuidadosamente las bobinas (en ambos extremos de las columnas) y los yugos, mediante tacos de madera o pertinax.

En la Fig. 7.3.6 se indican las distancias mínimas que se deben respetar entre los arrollamientos y las paredes de la cuba. La distancia entre el yugo superior y la tapa queda condicionada al espacio físico necesario para efectuar las conexiones de los arrollamientos a los aisladores y el regulador de tensión. Debe tenerse en cuenta que es práctica normal en transformadores de distribución colocar tacos de madera en el fondo de la cuba, donde apoya el yugo inferior, con el propósito de que el lodo no esté en contacto con el yugo inferior.

Distancias mínimas entre bobinas de AT y cuba	
Unominal (kV)	"g" en mm
10	40
20	60
40	100
60	150
80	200
100	240
120	280
140	320
160	380
180	410
200	460
220	500

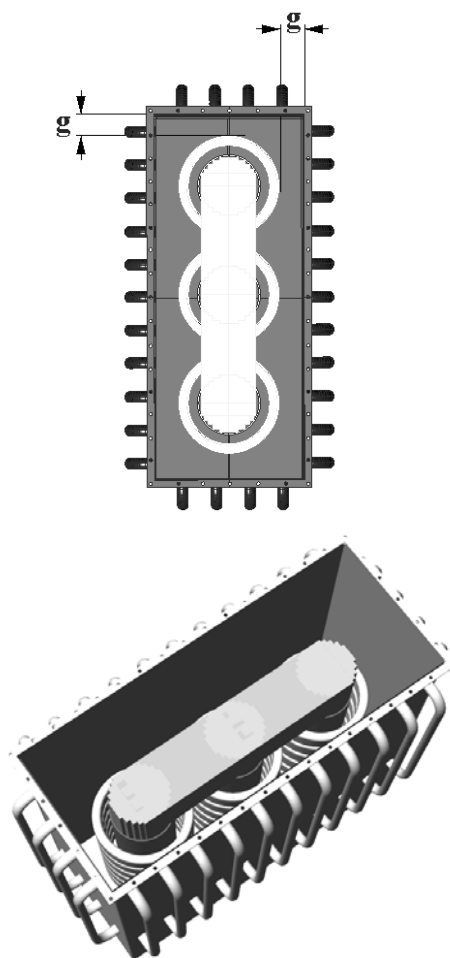


Fig. 7.3.6: Distancias mínimas entre las bobinas y la cuba

7.4 AISLACIÓN ENTRE BOBINADOS CONCÉNTRICOS.

Es necesario distinguir las distintas aislaciones que componen el transformador y que se describen a continuación:

- a) Distancia entre arrollamientos de alta y baja tensión (AT y BT).
- b) Espesor de los tubos aislantes entre ambos arrollamientos.
- c) Distancia entre el arrollamiento interior de BT y el núcleo.
- d) Espesor del tubo entre BT y núcleo.
- e) Distancia desde los bobinados al yugo, con aislaciones intercaladas, y sin éstas.
- f) Distancias entre los bobinados exteriores o de AT de distintas columnas.
- g) Grosor del tabique aislante intercalado.

Las distancias aislantes radiales se ajustarán definitivamente de modo que conduzcan a diámetros interiores de bobinas escalonados en cifras sencillas, por ejemplo, de 5 en 5 mm a fin de disminuir el número de calibres necesarios para la construcción de las mismas.

a) En los transformadores al aire, la separación entre alta y baja tensión, ver Fig. 7.3.1 (Aislación entre bobinas) contando con valores de la alta tensión nunca superiores 15 kV, debe preverse a razón de 1,5 mm por cada kV de tensión de prueba, adoptando como mínimo, a efectos de ventilación, 15 mm, si el devanado de alta se apoya directamente sobre el tubo aislante y 20 mm si se deja una separación entre ambos.

Para los transformadores en aceite, la misma figura muestra las distancias “j” recomendadas en función de la tensión nominal de línea. Hay que distinguir el caso de que se interpongamos aislaciones complementarias o no (sombretes).

No es raro, sin embargo, encontrar valores inferiores a los indicados sobre todo en transformadores comerciales.

b) En cuanto a los tubos mismos, el espesor “l”, ver Fig. 7.3.3 (Espesores aislantes entre bobinas de BA, AT y el núcleo), de papel bakelizado, bastarán en los transformadores secos 3 mm para los de 15 kV y, como mínimo, y 2 mm de grueso para los de tensión muy inferior.

En los transformadores en aceite, los tubos, también de papel bakelizado o de prespan, deberán ser del grueso indicado en la Fig. 7.3.3 (Espesores aislantes entre bobinas de BA, AT y el núcleo).

c y, d) Respecto a la distancia “k” (Fig.7.3.2) entre las bobinas interiores de B.T. y núcleo, y al grueso m de los tubos consiguientes, valen los mismos datos que entre alta y baja tensión, sin más que considerar como tensión de línea, la que corresponda a dicho devanado interior.

Cuando se trata de transformadores de distribución y el arrollamiento de baja es de 220 ó 380 y, las distancias aislantes son más bien de paso para el fluido refrigerante y dependen a su vez de la rigidez mecánica de los bobinados. En este caso, con transformadores en aceite se llega a bajar hasta los 3 mm e incluso se omite el tubo de bakelita que en todo caso no suele pasar de 1,5 ó 2 mm de espesor.

e) Sobre las separaciones “n” y “o” entre los devanados y el yugo (Fig.6.3.4), cabe distinguir, como siempre:

- Para transformadores al aire: 3 mm / kV de tensión de prueba, mínimo 20 mm.
- Para transformadores en aceite: según la Fig. 7.3.4 (Distancias entre devanados y el yugo, curvas (a), aislaciones y (b) sin ellas).

f y g) Por lo que se refiere a la distancia “p” entre devanados exterior de columnas inmediatas, la Fig. 7.3.5 (Distancias mínimas entre bobinados de alta tensión), facilita los datos que pueden servir de base al proyecto de los transformadores en aceite.

Debe intercalarse además, para evitar descargas eléctricas entre bobinas de AT, un tabique o barrera de papel bakelizado o prespan, cuyo grueso sea 1/3 del que se señala para los tubos aislantes, tomando como mínimo 2 mm.

Si el transformador es al aire, se adoptará un tabique de 2 mm para tensiones normales entre columnas ≤ 5 kV, y 3 mm si dicha tensión rebasa los 5 kV.

7.5 SEPARACIÓN ENTRE LOS BOBINADOS Y LA CUBA.

Se utiliza la Fig. 7.3.6 (Distancias mínimas entre las bobinas y la cuba). En ocasiones se establecen las mismas separaciones que entre los arrollamientos y el yugo, sobre todo si se intercalan tabiques separadores que desempeñan un papel similar al de los sombreretes o aislantes contra los yugos.

7.6 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PARTES ACTIVAS.

Los valores mínimos de “r” (distancia entre fases), “s” y “t” (distancia entre partes activas y tierra), “x” (distancia entre bornes de explosores) suelen hallarse especificados en las Normas nacionales de los distintos países, y los valores mínimos de aislación se indican en la Tabla 7.6, y se visualizan en la Fig.7.6 siguiente (Distancias mínimas exteriores de aislación).

Tabla 7.6: Distancias mínimas exteriores de aislación

Unominal (kV)	Distancias mínimas (mm)		Distancia (mm)
	A masa "s" o "t"	Entre fases "r"	Explosores "x"
5	100	70	50
10	150	120	100
20	250	220	180
30	350	280	220
40	400	350	280
60	580	500	400
80	750	680	520
100	900	820	650
120	1050	1000	800
140	1200	1150	900
160	1400	1300	1050
180	1550	1490	1200
200	1700	1650	1300
220	1850	1800	1450

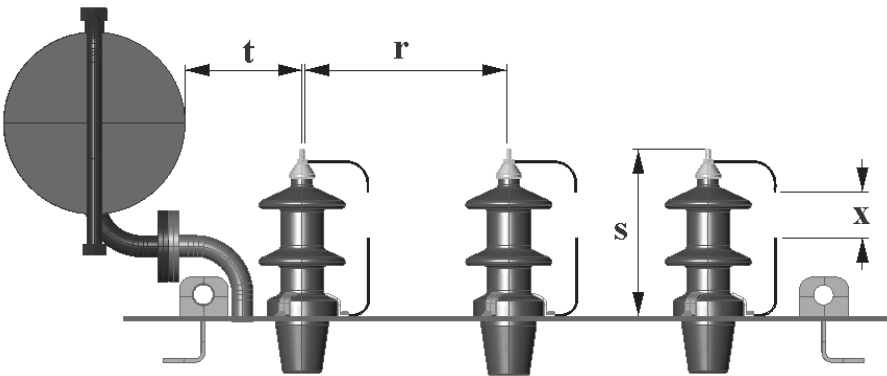


Fig. 7.6: Distancias mínimas exteriores de aislación.

Ejemplo N° 5 – Cálculo de arrollamientos.

El transformador trifásico de la figura siguiente, es de 500 kVA, 13,2/0,4 kV, del tipo seco, tiene bobinas encapsuladas en resina, concéntricas, con una separación entre AT y BT de 20 mm para permitir la aislación y la refrigeración por aire convectivo. Trabaja con una inducción de 1,7 T, y una frecuencia de 50 Hz.

Las columnas tienen un largo de 100 cm y está formada por 5 escalones de laminación. El diámetro de la columna es de 20 cm.

Calcular:

- 1) Número de espiras primarias y secundarias.
- 2) Secciones y dimensiones de los conductores primario y secundario.
- 3) Disposición de los bobinados primario y secundario
- 4) Sobreelevación de temperatura de ambos bobinados.



1) En primer lugar determinamos las tensiones a las que están sometidos los arrollamientos de AT y AT, que de acuerdo al tipo de conexión para el

arrollamiento de AT es la tensión de línea, por estar conectado en triángulo, y en el bobinado de BT es la tensión de fase, por estar conectado en estrella:

$$E_1 = 13,2kV \quad E_2 = \frac{0,38KV}{\sqrt{3}} = 0,22kV$$

Dado que las columnas están formadas por laminación en 5 escalones, tiene un coeficiente de utilización $k_o=0,655$

El número de espiras secundaria será:

$$N_2 = \frac{E_2}{k_o \cdot B_{m\acute{a}x} \cdot \left(\frac{D}{6,71}\right)^2} \quad N_2 = \frac{220V}{0,655 \cdot 1,7T \cdot \left(\frac{20cm}{6,71}\right)^2} = 23espiras$$

Con la relación de transformación obtenemos N1:

$$N_1 = \frac{E_1 \cdot N_2}{E_2} = \frac{13,2KV}{0,22KV} \cdot 23espiras = 1380espiras$$

2) Las corrientes de línea en ambos lados del transformador serán:

$$I_{1.l\acute{i}nea} = \frac{500KVA}{\sqrt{3} \cdot 13,2KV} = 21,89A \quad I_{2.l\acute{i}nea} = \frac{500KVA}{\sqrt{3} \cdot 0,38KV} = 760A$$

En el lado de BT, por estar conectado en estrella, la corriente por la bobina de BT es la de línea, en cambio en el lado de AT, la corriente dentro del triángulo es:

$$I_{1.fase} = \frac{I_{1.l\acute{i}nea}}{\sqrt{3}} = \frac{21,89A}{\sqrt{3}} = 12,65A$$

Se adopta una densidad de corriente de $1,75 \text{ A/mm}^2$, y las secciones de cobre serán:

$$S_1 = \frac{12,65A}{1,75 \frac{A}{mm^2}} = 7,22mm^2 \quad S_2 = \frac{760A}{1,75 \frac{A}{mm^2}} = 434,3mm^2$$

Indudablemente el secundario debe construirse con planchuelas de cobre, mientras que el primario puede hacerse con conductor redondo de cobre con aislación de esmalte de 0,1mm, del siguiente diámetro:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4.S1}{3,14}} = \sqrt{\frac{4.7,22}{3,14}} = 3,03\text{mm} \approx 3\text{mm}$$

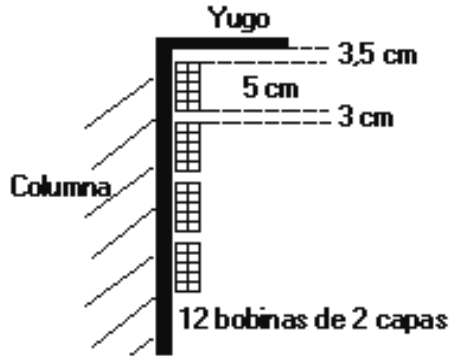
Para el arrollamiento de BT adoptamos una sección de 500 mm² formado por 5 planchuelas en paralelo de 10x10mm.

3) Previo al dimensionamiento de los arrollamientos debemos tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- De acuerdo a la Tabla 7.1, hasta una tensión de 15 kV, no hace falta reforzar la aislación de los conductores de entrada.
- De acuerdo a lo mencionado en el punto 7.2, si la tensión entre espiras extremas de capa supera 100V, deben separarse las capas con aislación de prestan de 0,1 a 0,2 mm
- De acuerdo a la Fig. 7.3.3, el tubo de papel baquelizado que separa el arrollamiento de BT de la columna debe ser de 3,5 mm como mínimo.
- De acuerdo al punto 7.3, la diferencia de potencial entre conductores extremos de bobina no debe superar los 2000 V .
- De acuerdo a la Fig. 7.3.1, la separación entre bobinas de un mismo arrollamiento debe ser mayor a 15mm.
- De acuerdo a la Fig. 7.3.4 la distancia mínima entre bobinado y yugo debe ser como mínimo para 20 kV 30 mm.
- De acuerdo a la Fig. 4.2.5, la carga lineal, para 500 kVA y 13,2 kV es de aproximadamente 330Av/cm.
- De acuerdo a la Fig. 7.3.2 la separación entre BT y columna debe ser como mínimo 18 mm.

Arrollamiento de BT:

Se determinó una sección de 500 mm², con 23 espiras formada cada una con 5 paralelos de 10 mm x 10 mm. Como cada conductor (sin considerar aislaciones) tiene 5 cm (5 paralelos), podemos disponer las 23 espiras en dos capas. Se adopta una separación de 3 cm entre espiras, ocupando en total el arrollamiento 93 cm de los 100 cm del largo de la columna, la cual tiene 100 cm. La disposición adoptada se grafica a continuación:



La densidad de corriente para este arrollamiento secundario es:

$$J_2 = \frac{760A}{500mm^2} = 1,52 \frac{A}{mm^2}$$

A los efectos de la disipación térmica, al estar separadas las espiras, se puede considerar como que el arrollamiento se encuentra dividido en bobinas, teniendo cada una 2 espiras con una altura axial (h_2) de 5 cm. En este caso, la carga lineal será:

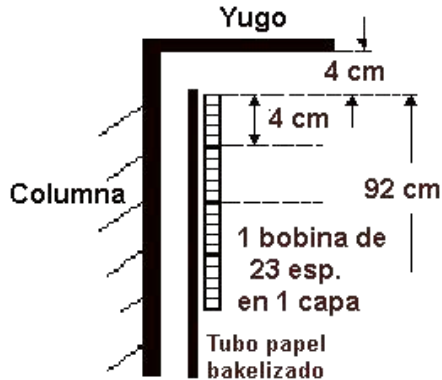
$$q_2 = \frac{N_2 \cdot I_2}{h_{b2}} = \frac{2 \cdot 760}{5} = 304$$

Según la Fig. 6.5.2, para tener un $\Delta\theta = 50^\circ C$, el valor de $q \cdot J$ debe ser 210. Con los valores calculados, la sobreelevación de temperatura esperada será de:

$$q_2 \cdot J_2 = 304 \cdot 1,52 = 462 \qquad \Delta\theta = \frac{50 \cdot 462}{210} = 110^\circ C$$

Como puede apreciarse es un valor **inadmisible**, por lo cual distribuiremos el arrollamiento de otra forma.

Con el propósito de mejorar la disipación térmica, dispondremos el arrollamiento de BT en una sola bobina (23 espiras arrolladas en una sola capa), consideraremos que cada pletina o conductor del paralelo tiene 8x15 mm, y dispondremos el lado de menor longitud sobre la columna como se indica en la figura siguiente:



La sección de la espira es ahora: 5 pletinas x 15mm x 8 mm = 600 mm² . La densidad de corriente será:

$$J_2 = \frac{760A}{600mm^2} = 1,27 \frac{A}{mm^2}$$

Las 23 espiras sin aislación ocupan 92 cm de la columna (h_2), sin considerar la aislación del conductor. En este caso la carga lineal y la carga admisible serán:

$$q_2 = \frac{N_2 \cdot I_2}{h_{b2}} = \frac{23 \cdot 760}{92} = 190 \quad q_2 \cdot J_2 = 190 \cdot 1,27 = 241$$

Según Fig.6.5.2, para $\Delta\theta = 50^\circ C$ $q \cdot J = 200$, con lo cual la sobreelevación de temperatura esperada es de:

$$\Delta\theta = \frac{50 \cdot 241}{200} = 60^\circ C$$

Valor que consideramos **admisible** dado que con una temperatura máxima ambiente de 35 °C el arrollamiento no superará los 100 °C.

Arrollamiento de AT:

Para estimar las bobinas en que distribuiremos el arrollamiento de AT (de 1380 espiras en total) calcularemos las espiras por volts (e):

$$e = \frac{13200V}{1380\text{espiras}} = 9,6 \frac{V}{e} \approx 10 \frac{V}{e}$$

Como debemos tener una diferencia de potencial máxima entre conductores extremos de la bobina de 2000V, por bobina tendremos en forma aproximada 200 espiras.

En total tendremos 7 bobinas, con aproximadamente 200 espiras (cada una con 198 espiras).

Si no consideramos una aislación de 0,1 mm para conductores redondos esmaltados, tendremos por capa y por bobina:

$$\text{Conductores.por.capa} = \frac{110\text{mm}}{3,2\text{mm}} = 34\text{espiras}$$

$$N^{\circ} \text{ capas} = \frac{200\text{espiras}}{34 \frac{\text{esp}}{\text{capa}}} = 6\text{capas}$$

El arrollamiento de AT estará formado por 7 bobinas que estarán formadas por 5 capas de 34 espiras y una capa de 27 espiras, y una bobina de 5 capas de 34 espiras y una capa de 28 espiras, teniendo en total 1380 espiras.

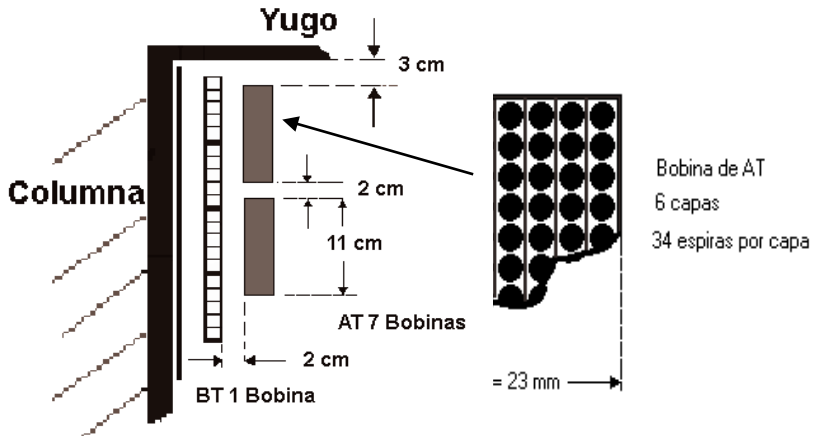
Dado que como cada capa tiene 34 espiras y tenemos 10V/espira, entre conductores extremos entre dos capas tenemos una tensión de 680V, por lo cual aislaremos las capas con un espesor de 0,25 mm.

La bobina así formada, se aísla con cinta de algodón de 1mm de grueso, a efectos de reforzar la aislación y darle rigidez mecánica para el ensamblado en la columna.

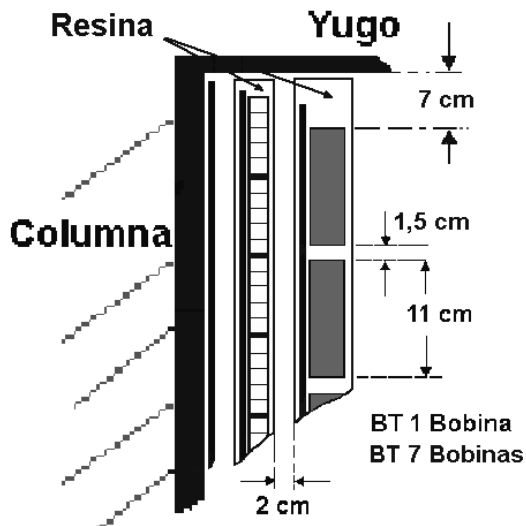
De acuerdo a lo anterior el alto total (apilado) de la bobina será:

$$b_1(\text{alto}) = 2\text{mm}(\text{cinta}) + 6(\text{cap}) \cdot 3,2\text{mm}(\text{cond}) + 5(\text{aisl}) \cdot 0,25\text{mm}(\text{presp.})$$
$$b_1(\text{alto}) = 22,5\text{mm} \approx 23\text{mm}$$

De acuerdo a las consideraciones apuntadas, respecto a las distancias de aislación, y a las dimensiones de las bobinas, adoptamos la distribución preliminar que se indica en la siguiente figura:



En atención a que las bobinas se incluirán en resina epoxi, se considera insuficiente el espacio contra los yugos (solo 3 cm), por lo cual se resuelve ajustar dicha medida y las distancias entre bobinas de AT. Con dichas modificaciones se llega a la distribución que se indica en la figura siguiente:



Verificaremos la sobreelevación de temperatura del arrollamiento de AT:

$$q_1 = \frac{N_1 \cdot I_1}{h_{b1}} = \frac{198 \text{ esp.} \cdot 12,65 \text{ A}}{11 \text{ cm}} = 228$$

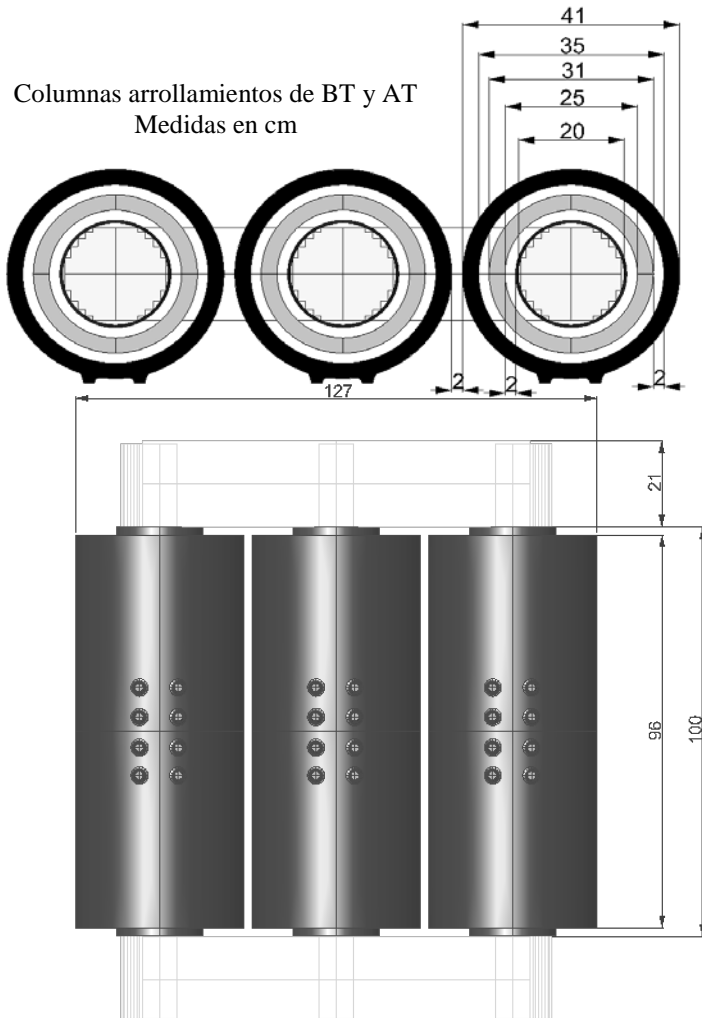
$$q_1 \cdot J_1 = 228.1,75 = 399$$

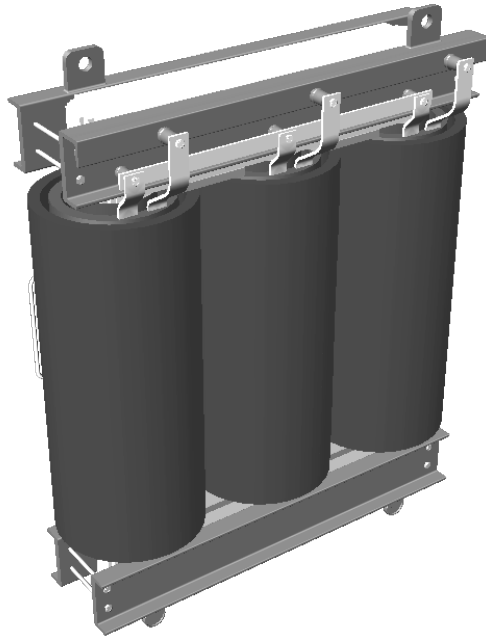
De acuerdo a la Fig. 6.5.2, para una sobreelevación de temperatura de 50 °C $q \cdot J = 375$, con lo cual esperaremos un aumento de:

$$\Delta\theta = \frac{50.399}{375} = 53^\circ C$$

Valor aceptable, atendiendo a que con una temperatura máxima ambiente de 35 °C no se superarán los 100 °C, valor admitido por cualquier clase de aislante utilizado.

Modelización del transformador del ejemplo 5





Capítulo 8

Pérdidas – Rendimiento

8.1 – PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO MAGNÉTICO

En el momento de adquirir un transformador, debe prestarse atención a las pérdidas que éste tiene. El criterio es sencillo, dado que las pérdidas serán invariables y permanecerán toda su vida útil.

Es preferible hacer una mayor inversión inicial comprando un transformador de mejor calidad, con el que obtendremos beneficios por ahorro de pérdidas dentro de su vida útil, y que no son alcanzables con equipos y/o núcleos, cuyos precios en el mercado son tentadores. Se introduce por ello el tema de los hierros de bajas pérdidas usados en el diseño de los transformadores de calidad y sus positivos resultados técnico-económicos.

Los aceros de bajas pérdidas permiten realizar un ahorro importante de energía a lo largo del tiempo, justificando de esta manera la diferencia en costo. Existen en el mercado distintas calidades de acero al silicio, que permiten trabajar a densidades de flujo elevadas y bajas pérdidas que permiten una:

- Disminución de las dimensiones del núcleo.
- Disminución de la espira media de los conductores.
- Disminución de las pérdidas en los devanados.
- Disminución de la cantidad de aislante utilizado.
- Disminución de la cantidad de aceite requerido.
- Disminución de las dimensiones del tanque.

Para la optimización de diseño es necesario considerar la calidad de las características de la alimentación para no utilizar puntos de operación que puedan ocasionar la saturación de los núcleos durante una sobretensión superior al 10% y su operación eficiente en un rango del 90% - 110% de la carga. Por esto que se ha explicado, un diseño optimizado depende de la selección del tipo del hierro acompañado por un análisis económico de las alternativas correspondientes.

Como ya se sabe, las pérdidas en el hierro de la máquina se distribuyen como pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault, y el fabricante de la laminación la expresa unificadas en la cifra de pérdidas en W/kg de la misma.

8.1.1 Pérdidas por histéresis

La energía específica acumulada en un circuito magnético homogéneo al ir aumentando la inducción B , varía proporcionalmente al área limitada por la curva $B = f(H)$ y el eje de intensidad de campo H .

El fenómeno de histéresis provoca en los materiales ferromagnéticos, un ciclo de imanación en el cual las curvas ascendentes y descendentes no coinciden, dejando encerrada entre ellas una cierta superficie (ver Fig., 8.1.1)

Todos los materiales ferromagnéticos tienden a retener algún grado de magnetización después de la exposición a un campo magnético externo. Esta tendencia a quedarse magnetizada se llama "histéresis", y requiere una cierta energía para superar esta oposición y cambiar cíclicamente el campo magnético producido por los cambios de polaridad en el devanado primario.

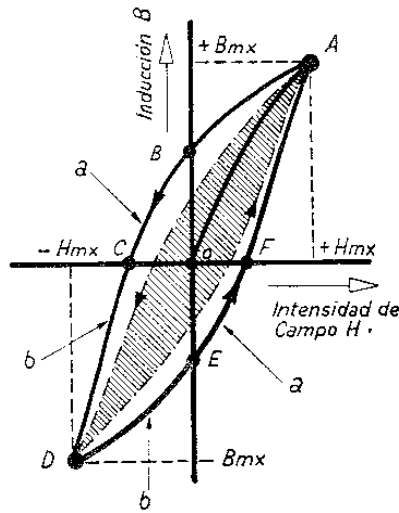


Fig. 8.1.1: Ciclo de histéresis

Este tipo de pérdida puede mitigarse a través de una buena selección del material del núcleo, escogiendo una aleación de baja remanencia, (evidenciada por un ciclo de histéresis estrecho), y de una elevada inducción de saturación.

Las pérdidas de energía en el cobre del transformador tienden a aumentar con una frecuencia creciente. El efecto superficial dentro de los conductores reduce el área particular disponible para el flujo de electrones, a su vez aumenta la resistencia eficaz al elevarse la frecuencia creándose mayores pérdidas de potencia.

También aumentan las pérdidas del núcleo magnético a frecuencias superiores, por esta razón, se diseñan transformadores para operar eficazmente en un rango limitado de frecuencias.

En muchos sistemas de distribución de electricidad dónde la frecuencia de la línea es muy estable, uno puede pensar que una frecuencia excesiva no supone un problema. Desgraciadamente existen armónicas

superiores creadas por las cargas alineales que introducen pérdidas adicionales.

Las pérdidas debidas a la histéresis puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$P_h = \zeta \cdot \frac{M}{\delta} \cdot f \cdot B_{max}^x \quad [5] \quad (8.1.1)$$

Donde:

P_h : Pérdidas totales del núcleo por histéresis

M : Masa de laminación del núcleo

f : Frecuencia

ζ : Constante de proporcionalidad entre el volumen de hierro y masa.

δ : Densidad del hierro

B_{max} : Inducción máxima

x : Coeficiente de Steinmetz (de 1,7 a 2)

8.1.2 - Pérdidas por corrientes de Foucault

Quizás las pérdidas más significativas son las creadas por las pérdidas de Foucault, llamadas también las pérdidas por corrientes “parásitas” o de remolino, las cuales son resultado de la disipación de potencia al paso de la corriente inducida en las láminas de hierro del núcleo, por la tensión alterna conectada al devanado primario del transformador.

Si el núcleo estuviera compuesto de hierro macizo, las corrientes parásitas se cerrarían a través de trayectorias concéntricas y se comportaría este fenómeno en forma parecida a un corto circuito en el devanado secundario del transformador. Esto se debe a que el hierro, además de ser un magnífico conductor del flujo electromagnético, es también un conductor de la corriente eléctrica, aunque no tan bueno como otros metales. Esto se mejora construyendo el núcleo con láminas de hierro, aisladas entre si, que hoy en día alcanzan ya un grosor de 0,35 mm como valor óptimo. Como se ha mencionado con anterioridad, se disponen también de chapas de 0,28 y 0,30 mm, especialmente aquellas de grano orientado.

El valor de las pérdidas por unidad de peso de la plancha magnética sometida a un campo alterno homogéneo, viene dado por:

$$P_f = \varepsilon \cdot \frac{M}{\delta} \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \cdot t^2 \quad [5] \quad (8.1.2)$$

Donde:

P_f : Pérdidas totales del núcleo por corrientes parásitas

M : Masa de total de laminación del núcleo

f : Frecuencia

ε : Constante de proporcionalidad.

δ : Densidad del hierro

B_{max} : Inducción máxima

t : Espesor de la laminación

8.1.3- Pérdidas combinadas en la chapa

Generalmente, para el cálculo de máquinas eléctricas, no tiene especial interés el separar las pérdidas por histéresis de las pérdidas por corriente de Foucault y suelen computarse englobadas como pérdidas específicas totales en el hierro, $P_{fe} = f(B_{max}^2)$ expresadas en W.

$$P_{fe} = \frac{M}{\delta} \cdot \left(\zeta \cdot f \cdot B_{max}^2 + \varepsilon \cdot t^2 \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \right)^2 \quad (8.1.3.1)$$

Si son conocidos los valores de δ y t , puede expresarse las pérdidas por unidad de peso de laminación en W/Kg (conocidas como cifra de pérdidas) dividiendo la ecuación anterior por la masa:

$$P_{fe} = k_h \cdot f \cdot B_{max}^2 + k_f \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \quad (8.1.3.2)$$

Estas pérdidas unitarias pueden representarse gráficamente en función de B , mediante haces de curvas cuyos parámetros sean f y d . Sin embargo, dado que la frecuencia está perfectamente normalizada (50 Hz en Europa y América del Sur y 60 Hz en América del Norte) y como el grueso de la laminación suele ser también típico (0,35 mm. para transformadores y 0,5 mm. para inducidos de máquinas rotativas), bastan pocas curvas para disponer de todos los datos necesarios para el cálculo.

Estas curvas de pérdidas específicas en el hierro se determinan exclusivamente con el aparato de Epstein y, si se trata de transformadores, es muy simple el hallarlas partiendo de unidades terminadas.

Las pérdidas medidas con el aparato de Epstein hay que aumentarlas mediante la aplicación de coeficientes empíricos según veremos más adelante.

Las chapas magnéticas se califican precisamente por la cifra de pérdidas totales P_{fe} en W/kg. medidas con el aparato de Epstein a la

frecuencia normal de 50 Hz, en nuestro caso y con inducciones de 10 kGauss (1,0 T) para la chapa laminada en caliente, y de 15 kGauss (1,5 T) para la chapa laminada en frío, de grano orientado.

8.1.4- Consideraciones sobre las pérdidas en el núcleo

Las pérdidas de vacío duran todo el tiempo, u 8760 horas anuales durante toda su vida útil, lo que obliga a diseñar transformadores con núcleos eficientes de bajas pérdidas, o amorfos, sin perder de vista la optimización del diseño de sus devanados. La presencia de armónicas en un transformador puede causar calentamiento en el núcleo y en sus devanados.

La inductancia de dispersión es causada por el flujo magnético que se cierra por el aire, y no es utilizado para el acoplamiento entre los devanados en un transformador.

Cualquier flujo que no esté bien acoplado para transferir la energía de un devanado a otro, dispersará la energía comprendida en el flujo electromagnético. Además, la inductancia de dispersión tiende a empeorar la regulación de tensión de un transformador. En los bornes secundarios habrá una caída de tensión mayor para un cierto estado de carga.

La saturación magnética del núcleo del transformador puede ser causada por una tensión primaria excesiva, funcionamiento a una frecuencia baja, y/o por la presencia de una componente de corriente continua en cualquiera de los devanados. La saturación puede minimizarse o puede evitarse por un diseño que contempla con un margen de seguridad adecuado entre la densidad de flujo magnética máxima y la saturación límite del núcleo.

Cuando un transformador se conecta a la red eléctrica toma una corriente de arranque o “inrush” que tiene un valor múltiplo del valor de la corriente nominal. Los transformadores experimentan a menudo corrientes de arranque (inrush) significativas cuando son conectados a una fuente de C.A.

La corriente de arranque es muy severa cuando la conexión a la fuente del C.A. se hace en el instante en que la tensión instantánea de la fuente tiene valor cero.

Además de los efectos eléctricos indeseados, los transformadores pueden mostrar también efectos físicos igualmente indeseables, los más notables son: la producción del calor y el ruido. El ruido es principalmente un efecto molesto y un fenómeno común causado por los transformadores, sobre todo los de mayor potencia y sucede principalmente por la magnetostricción del núcleo (elongación y contracción de las láminas del núcleo, ocasionadas por inversión de los dominios magnéticos). Las fuerzas físicas que causan la vibración también pueden generar ruido bajo condiciones de sobrecarga (corriente alta), por exceso de carga secundaria.

El calor es un problema potencialmente serio, porque la aislación envejece en forma proporcional al aumento de temperatura y al tiempo de permanencia de la misma, perdiendo sus propiedades y dañándose. El calentamiento puede minimizarse con un buen diseño, asegurando que el núcleo no se acerque a los niveles de saturación, se disminuya al máximo el flujo remanente, y que los devanados bien diseñados no se carguen excesivamente, como se ha explicado anteriormente.

Aquí se han expuesto las causas que originan pérdidas en los transformadores; un buen diseño minimiza las causas antes expuestas pero éste entraña un compromiso técnico-económico, por eso es importante conocer estos fenómenos para lograr la optimización de un transformador que pueda operar en instalaciones eléctricas con una alta eficiencia dando buenos resultados técnicos y económicos.

En base a lo enunciado, se demuestra que haciendo una inversión un poco mayor en la compra de los núcleos de hierro de bajas pérdidas, resulta un ahorro económico apreciable que no solo se relaciona con las pérdidas sino entraña la disminución de las dimensiones del tanque, menor cantidad de hierro y un menor volumen del aceite aislante.

8.2 - PÉRDIDAS EN EL COBRE

Vimos en el punto anterior, que en vacío existen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas o de Foucault, debido al flujo en el núcleo. Recordemos que estas son proporcionales a la tensión aplicada, de forma tal que aunque no tengamos carga en la máquina, tenemos pérdidas en el hierro, es decir en el núcleo de la misma.

Al cerrarse el secundario sobre un circuito exterior y establecerse la corriente de carga en ambos devanados, las pérdidas que se transforman en calor, por efecto Joule, en el cobre crecen de acuerdo al cuadrado de las intensidades; las pérdidas adicionales en el cobre, por la acción del flujo disperso se hacen sensibles, y la variación del flujo común en el núcleo altera también las pérdidas en el hierro.

A esta potencia que no es posible aprovechar se las llama pérdidas eléctricas o también pérdidas en el cobre. En términos generales es posible expresarlas por medio de:

$$P_{Cu} = \sum I_{Cu}^2 \cdot R_{Cu}$$

Se toma la sumatoria, por tener las máquinas en general, más de un circuito eléctrico, y cada circuito ser recorrido por distintas corrientes y por ser cada uno de distintas características óhmicas. En la fórmula anterior

reemplazamos la resistencia por su equivalente en función a sus dimensiones, quedando:

$$P_{Cu} = \sum I_{Cu}^2 \cdot \rho_{Cu} \frac{l}{S_{Cu}}$$

Como recordaremos ρ_{Cu} es la resistividad del cobre, l es el largo del circuito y S_{Cu} es la sección recta del mismo. Recordando además que la densidad de corriente en un conductor es:

$$J_{Cu} = \frac{I_{Cu}}{S_{Cu}}$$

Podemos introducirla en la fórmula anterior, y conjuntamente agrupar la sección y el largo en el volumen del cobre (V_{Cu}) en cada circuito:

$$P_{Cu} = \sum \rho_{Cu} \cdot J_{Cu}^2 \cdot V_{Cu}$$

Dividiendo ahora por el peso específico, la expresión quedará en función del peso del material activo de los circuitos:

$$p_{Cu} = \frac{\rho_{Cu}}{\gamma_{Cu}} \sum J_{Cu}^2 \cdot G_{Cu}$$

Tomando la resistividad del cobre como $\rho_{Cu} = 0,0215$ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$] a 75°C , por ser la temperatura a la que normalmente funcionan estos devanados, y $\gamma_{Cu} = 8,9$ Kg. / dm^3 el peso específico, se llega una fórmula práctica, que para un circuito integrante de la máquina es:

$$p_{Cu} = 2,41 \cdot J_{Cu}^2 \cdot G_{Cu} \quad (8.2.1)$$

Donde:

P_{Cu} = pérdidas en el cobre, en [W]

G_{Cu} = peso del cobre del circuito considerado, en [kg.]

J_{Cu} = densidad de corriente, en [A / mm^2]

Esta fórmula es válida para corriente continua. Tratándose de corriente alterna, interviene el efecto pelicular o "skin" en los conductores, que es tanto más pronunciado cuanto mayor es la sección de los mismos, debiéndose introducir en consecuencia un factor k en la siguiente forma:

$$p_{Cu} = 2,41 \cdot k \cdot J_{Cu}^2 \cdot G_{Cu} \quad (8.2.2)$$

Para frecuencias del orden de los 50 Hz, puede tomarse un valor de k de 1,1 para máquinas comunes, pero si retrata de máquinas importantes realizadas con secciones de cobre considerables, es conveniente determinar este valor de k con fórmulas o ábacos.

Digamos finalmente que las densidades de corriente adoptadas en las máquinas pequeñas, hasta 3 kVA en aire, es del orden de los 3-4 A/mm², y en las máquinas grandes, con refrigeración en aceite, por encima de 100 kVA, baja a 1,5-2 A/mm² y aún menos. Hay casos de máquinas fuertemente refrigeradas en que se usan densidades de corriente (J) del orden de los 5 a 8 A/mm².

8.3 - RENDIMIENTO

Una máquina eléctrica se define como aquella que convierte energía de una forma en otra, donde al menos una de ellas es eléctrica (el transformador cumple con la premisa de que en este caso, las dos energías son eléctricas).

Dado que una máquina eléctrica recibe una potencia que llamaremos potencia absorbida (activa) P_a , y que entrega otra potencia que llamaremos potencia útil, P_u , no siendo una máquina perfecta, ocurre que $P_a > P_u$ y la diferencia entre ambos valores es, justamente, la suma de todas las pérdidas (P) que ocurren en la máquina.

$$P = P_{Cu} + P_{Fe} + P_{mecánica}$$

La potencia absorbida es igual a la potencia erogada (P_u) más las pérdidas (P):

$$P_a = P_u + P$$

El rendimiento se define como la relación entre la potencia útil y la potencia absorbida:

$$\eta = \frac{P_u}{P_a}$$

8.3.1- Variación del Rendimiento

Resulta interesante ver como varía el rendimiento en las máquinas eléctricas en general y en los transformadores en particular. Para ello las expresiones de la potencia eléctrica (activa) absorbida por la máquina son:

$$P_a = U \cdot I \quad P_a = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad P_a = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Donde la primera expresión corresponde a corriente continua, la segunda a corriente alterna monofásica y la tercera a corriente alterna trifásica. Como por lo general la tensión y el factor de potencia son aproximadamente constantes, sin gran error podemos escribir:

$$P_a = k \cdot I$$

Cabe agregar que los otros dos parámetros que intervienen, frecuencia de red y velocidad (en el caso de un motor), son también constantes. En términos generales, se llama pérdidas fijas a:

$$P_f = P_m + P_{Fe}$$

Siendo P_m las pérdidas mecánicas.

Dado que las pérdidas en el cobre son función de la densidad de corriente, o lo que es mismo decir que son dependientes de la corriente absorbida por la máquina, y que además depende de la potencia útil entregada, podemos escribir que las pérdidas variables (P_v) valen:

$$P_v = k \cdot I^2 = x \cdot P_u^2 = P_{cu}$$

Considerando una máquina eléctrica en general, podemos escribir:

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} = \frac{P_u}{P_u + P_f + P_v} = \frac{P_u}{P_u + P_f + x \cdot P_u^2}$$

El rendimiento es entonces función de la potencia. Para determinar cuál es el máximo valor del rendimiento, hacemos su derivada en función del parámetro que nos interesa, la potencia útil (P_u), e igualamos a cero:

$$\frac{d\eta}{dP_u} = \frac{P_u + P_f + x \cdot P_u^2 - P_u \cdot (1 + 2 \cdot x \cdot P_u)}{(P_u + P_f + x \cdot P_u^2)^2} = 0$$

Desarrollando, llegamos a:

$$P_u + P_f + x \cdot P_u^2 = P_u + 2 \cdot x \cdot P_u^2$$

$$\boxed{P_f = x \cdot P_u^2 = P_v} \quad (8.3.1)$$

Significa que en una máquina eléctrica funcionando en condiciones de tensión, velocidad, factor de potencia y frecuencia constante, su máximo rendimiento se produce para cuando las pérdidas fijas son iguales a las pérdidas variables.

En el caso que nos ocupa (el transformador), concluimos que las pérdidas fijas son las del hierro y las variables las del cobre, mientras que el máximo rendimiento se produce en esta máquina cuando:

$$\text{Las pérdidas en el hierro} = \text{Las pérdidas en el cobre}$$

En la Fig. 8.3.1 se grafican las características arriba descritas, del rendimiento, las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre, en función de la potencia de salida del transformador.

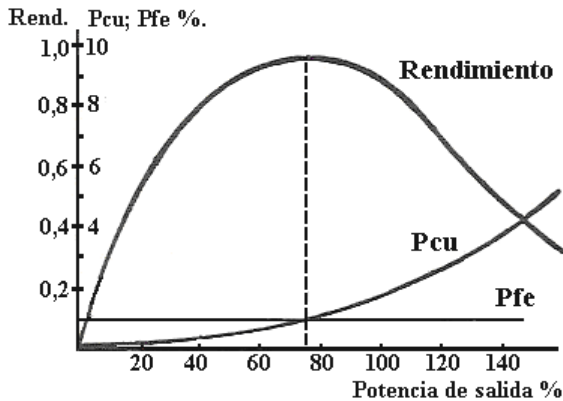


Fig. 8.3.1: Curvas características del rendimiento y las pérdidas en un transformador

8.4- ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR

Describiremos a continuación los principales ensayos con los cuales es posible calcular las constantes más útiles del transformador.

8.4.1- Medición de la relación de transformación

Se mide con suficiente aproximación conectando el transformador en vacío, y tomando tensiones primarias y secundarias con un voltímetro de alta resistencia eléctrica, y buena clase (bajo error).

8.4.2- Ensayo en Vacío

Para este ensayo se conecta el transformador a la tensión primaria nominal, con el secundario abierto, según la conexión de la Fig. 8.4.2.1:

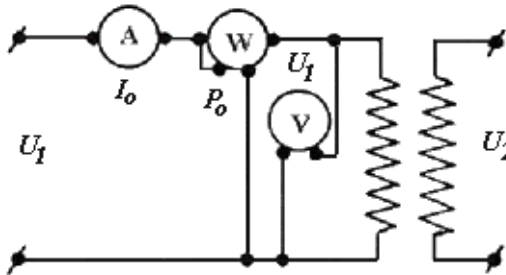


Fig. 8.4.2.1: Conexión de instrumentos para el ensayo en vacío de un transformador

Para ese estado de marcha de la máquina, el circuito equivalente es el representado en la siguiente Fig. 8.4.2.2:

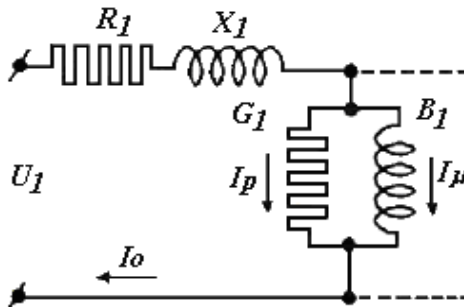


Fig. 8.4.2.2: Circuito equivalente de un transformador en vacío

La potencia absorbida en vacío, vale (pérdidas en el cobre + pérdidas en el hierro):

$$P_o = I_o^2 R_1 + P_{Fe}$$

Conociendo el valor de R_1 , que se mide previamente en forma fácil, se obtienen las pérdidas en el hierro, lo que permite calcular:

$$I_p = \frac{P_{Fe}}{U_1}$$

Por otra parte:
$$I_{\mu} = \sqrt{I_o^2 - I_p^2}$$

Además, la caída de tensión en la impedancia primaria puede despreciarse debido a la pequeña corriente de vacío, por ello puede considerarse que la tensión en la rama de excitación es la de alimentación. Con lo cual:

$$G_1 = \frac{I_p}{U_1} \qquad Y_1 = \frac{I_o}{U_1} \qquad B_1 = \frac{I_{\mu}}{U_1}$$

Con lo que nos quedan definidos los parámetros correspondientes del circuito equivalente.

8.4.3- Ensayo en Cortocircuito

Se conecta el transformador con el secundario en cortocircuito, y se le aplica al primario una tensión reducida (U_{1cc}), pero de tal valor que por el primario y secundario circulen las corrientes nominales. En la Fig. 8.4.3.1 se aprecia el conexionado correspondiente:

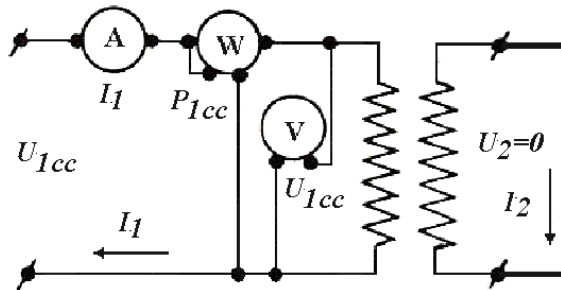


Fig. 8.4.3.1: Conexión de los instrumentos para el ensayo en cortocircuito de un transformador

En el circuito equivalente para ese estado de funcionamiento, se indica en la Fig. 8.4.3.2, y no se ha representado el el brazo de excitación formado G_1 y B_1 .

Ello se debe a que el ensayo en corto circuito se realiza a tensión reducida, siendo por ello que la corriente por la rama de excitación muy pequeña y no tiene importancia significativa.

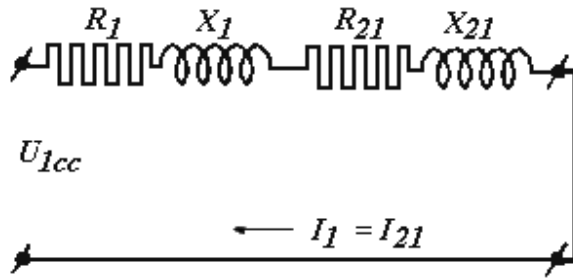


Fig. 8.4.3.2: Circuito equivalente de un transformador en cortocircuito

En el ensayo en vacío, el vatímetro indicaba la potencia nominal de pérdidas en el hierro, debido a que en dicho ensayo se aplicó la tensión nominal, y recordemos que las pérdidas son proporcionales a la tensión aplicada.

En el ensayo, en cortocircuito, el vatímetro indica las pérdidas nominales en el cobre, a plena carga, debido a que en este ensayo se hizo circular la corriente nominal. Dado que aquí se aplicó una tensión reducida, el flujo es insignificante y toda la potencia absorbida es debida al cobre.

Como las corrientes que circulan en ambos bobinados son las nominales, las pérdidas son también las nominales. Por esta causa:

$$R_{e1} = \frac{P_{1cc}}{I_1^2}$$

Donde R_{e1} es la resistencia equivalente reducida al primario. También tenemos que:

$$Z_{e1} = \frac{U_{1cc}}{I_1}$$

Y por lo tanto se calcula: $X_{e1} = \sqrt{Z_{e1}^2 - R_{e1}^2}$

En la mayor parte de los transformadores, por construcción resulta que:

$$R_1 = R_{21} \quad X_1 = X_{21}$$

y por lo tanto podemos calcular: R_1 ; R_2 ; X_1 ; X_2 , ya que:

$$\frac{X_{e1}}{2} = X_1 = X_{21} = k^2 X_2$$

Siendo k la relación de transformación. De esta forma tenemos resueltos todos los parámetros del circuito equivalente del transformador que hemos construido, refiriendo los valores de resistencias a las siguientes temperaturas (IRAM 2099):

Clase de aislación A, E y B referir a 75°C. Otras clases de aislación 115 °C.

8.5 - TENSION DE CORTOCIRCUITO

Se designa con el nombre de tensión de cortocircuito de un transformador a la tensión, expresada en porcentaje de la tensión nominal, con la que es preciso alimentar el transformador para que suministre al secundario en corto circuito, la corriente nominal (U_{1cc} corresponde a I_{2n}):

$$u = 100 \frac{U_{1cc}}{U_1}$$

Donde u es la tensión de cortocircuito y que puede variar desde el 4 % al 12,5 % para transformadores desde 630 a 200000 kVA (IRAM 2112). Es un dato importante y viene indicado en la chapa característica de la máquina. Al expresar en porcentaje la tensión de cortocircuito, tiene la ventaja que este valor se aplica lo mismo a un arrollamiento que al otro, ya sea que la máquina se alimente por el lado de alta o por el de baja tensión.

La importancia de este parámetro del transformador, varía según sea para:

- El que construye o diseña un transformador, es un índice de la importancia de las fugas magnéticas.
- Desde el punto de vista del usuario, la tensión de cortocircuito fija el orden de magnitud de la corriente de cortocircuito con tensión nominal en el primario.

Se puede establecer la siguiente relación entre tensión reducida de alimentación y la corriente nominal del secundario con la tensión nominal de alimentación y la corriente de cortocircuito secundaria:

$$\frac{I_2}{I_{2cc}} = \frac{U_{1cc}}{U_1} \quad \text{Por lo tanto:} \quad I_{2cc} = I_2 \cdot \frac{U_1}{U_{1cc}} = I_2 \cdot \frac{100}{u}$$

Así, por ejemplo, un transformador para el que u es igual al 6% y cuya corriente nominal en el secundario es de 570 A, suministrará al secundario

en corto circuito (si la tensión del primario es la nominal), una corriente del orden de:

$$570 \frac{100}{6} = 9500A$$

Este ejemplo demuestra lo peligroso que es el cortocircuito en un transformador, ya que los dos arrollamientos podrían quemarse o destruirse por efectos de fuerzas electrodinámicas, si el primario no cuenta con un interruptor o fusible de capacidad adecuada.

Capítulo 9

Calentamiento

9.1 - ELEVACIÓN DE TEMPERATURA

El calentamiento del transformador depende exclusivamente de la potencia de pérdidas en el hierro y en el cobre que debe disipar. La Tabla 9.1 siguiente da valores medios de pérdidas en transformadores de distribución con distintos niveles de tensión nominal del arrollamiento de mayor tensión.

Tabla 9.1: Pérdidas en transformadores de distribución

P _N en kVA	Pérdidas en el hierro (W)						Pérdidas en el cobre (W)					
	6 kV	10 kV	15 kV	20 kV	25 kV	30 kV	6 kV	10 kV	15 kV	20 kV	25 kV	30 kV
5	57	60	72	82	80	75	174	175	176	175	172	180
10	82	88	99	112	115	118	312	312	315	328	335	340
15	108	110	122	140	148	152	450	450	450	420	438	438
20	137	141	150	182	184	204	548	548	552	560	560	592
30	182	191	208	220	221	242	781	781	787	810	818	845
50	242	245	266	280	279	311	1220	1228	1245	1274	1283	1291
75	329	330	351	375	374	407	1640	1640	1665	1702	1718	1758
100	387	389	413	435	430	477	2050	2050	2066	2141	2158	2175
125	445	445	470	497	516	561	2422	2422	2481	2520	2520	2573
160	536	537	562	589	599	652	3068	3068	3033	3075	3075	3120
200	629	629	656	688	700	776	3554	3554	3562	3646	3646	3679
250	750	763	787	825	839	993	4275	4275	4291	5350	5350	5440
315	898	898	926	980	1000	1115	5330	5330	5330	6491	6491	6391
400	1062	1062	1110	1162	1193	1296	6460	6460	6460	8000	8000	7816
500	1301	1301	1380	1416	1465	1623	7850	7850	7850	9870	9870	9670
630	1488	1488	1544	1590	1630	1812	9830	9830	9870	11433	11533	11533
800	1847	1847	1913	1977	2018	2253	11533	11533	11533	11533	11533	11533
1000	2220	2253	2288	2353	2418	2695	13853	13853	13853	13716	13716	13350
1250	2568	2661	2645	2789	2828	3097	15600	15633	15633	16067	16067	15930
1600	3156	3156	3226	3296	3356	3700	18980	18980	18980	19380	19380	19100
2000	3797	3797	3830	3935	3997	4005	21750	21750	21750	22083	22083	22083

La temperatura máxima del aceite $\theta_{ac_{max}}$ (en la parte superior de la cuba) no debe exceder del valor prescrito por la Norma IEC 60076-2 (60 °C, sobre un ambiente de 40 °C), o valor convenido con el cliente.

A este calentamiento máximo del aceite le corresponde una elevación media de temperatura interior, que depende de la altura de caja y de la situación más o menos elevada del núcleo y bobinado dentro de la misma, y por tanto, de la disposición constructiva del transformador. Si no se dispone de ensayos directos puede tomarse para el calentamiento medio del aceite (θ_{ac_m}) un 85 % del valor máximo ($\theta_{ac_{max}}$).

$$\theta_{ac_m} = 0,85 \cdot \theta_{ac_{max}}$$

Aún hay que contar con una diferencia de temperatura media del aceite y la superficie exterior de la cuba o radiadores, y que algunos autores [1] consideran de 8 °C aproximadamente. El calentamiento superficial de estos elementos (θ_c) es precisamente el que determina las posibilidades de disipación térmica del conjunto y será:

$$\theta_c = \theta_{ac_m} - 8^\circ C = 0,85 \cdot \theta_{ac_{max}} - 8^\circ C$$

Si tomamos, pues, como medida de seguridad, un calentamiento máximo del aceite de 5 °C por bajo del límite admisible admitido por la Norma IEC 60076-2, es decir $\theta_{ac_{max}} = 55^\circ C$, tendremos el calentamiento medio a prever para la cuba o radiadores de:

$$\theta_c = 0,85 \cdot \theta_{ac_{max}} - 8^\circ C = 0,85 \cdot 55^\circ C - 8^\circ C = 40^\circ C$$

Tanto la tapa de la cuba, por la multiplicidad de elementos malos conductores del calor (bornes, conmutadores, etc.), como el fondo de la cuba, por sus dificultades de radiación y convección, no se cuentan entre las superficies útiles de ventilación. Ello se compensa asignando a las superficies laterales unos coeficientes de refrigeración ligeramente superiores a los reales.

No interesa prolongar los elementos refrigeradores (aletas, tubos), bajo del plano inferior de los bobinados donde el aceite se mantiene ya casi frío y deja de ser activo a los efectos de disipación del calor.

9.2 - CUBAS LISAS



Fig. 9.2: Transformadores trifásicos tipo monoposte de cubas lisas

Estas cubas sólo se utilizan para transformadores pequeños, de algunos kVA y para los de mediana y gran potencia con radiadores separados o intercambiadores de calor independientes.

La cuba es el elemento que transmite la temperatura al ambiente, y para la disipación térmica, se tiene en cuenta nada más que con las superficies laterales, no considerando la tapa y el fondo.

La transferencia del calor se produce por radiación y convección y ambos fenómenos intervienen en el mismo grado, dando en conjunto un coeficiente de refrigeración alrededor de $13,4 \text{ W/m}^2$ y por $^{\circ}\text{C}$ de elevación media de temperatura de la caja.

La superficie lateral necesaria de cuba será:

$$Sup_{cuba} = \frac{P_t (W)}{13,4 \left(\frac{W}{^{\circ}\text{C} \cdot m^2} \right) \cdot \theta_{cuba} (^{\circ}\text{C})} (m^2) \quad (9.2)$$

Donde:

P_t = pérdidas totales en W

θ_{cuba} = calentamiento medio admisible para la cuba, en $^{\circ}\text{C}$

Ejemplo N° 6 – Cuba lisa.

Determinar la altura mínima de la cuba lisa de un transformador trifásico en aceite de 5 kVA, 10000/380 V, 50 Hz, conociendo que los lados de la cuba rectangular son 650 mm y 250 mm.

Posee las siguientes pérdidas: en el hierro, $P_{fe} = 60 \text{ W}$, y en el cobre, $P_{cu} = 175 \text{ W}$. las pérdidas totales serán:

$$P_t = P_{fe} + P_{cu} = 60 + 175 = 235 \text{ W.}$$

Admitiendo un calentamiento medio de la cuba de 35°C se necesitará una superficie lateral de:

$$Sup_{cuba} = \frac{P_t}{13,4 \cdot \theta_{cuba}} = \frac{235 \text{ W}}{13,4 \frac{\text{W}}{^\circ \text{C} \cdot \text{m}^2} \cdot 35^\circ \text{C}} = 0,5 \text{ m}^2$$

La longitud de la cuba rectangular es de 650 mm de largo y 250 mm de ancho, tendrá un perímetro de $(650 + 250) \times 2 = 1800 \text{ mm}$. Bastaría, pues, una altura de la cuba igual a $0,5 / 1,8 = 0,28 \text{ m}$ valor que constructivamente queda excedido de sobras.

9.3 CUBAS CON ALETAS

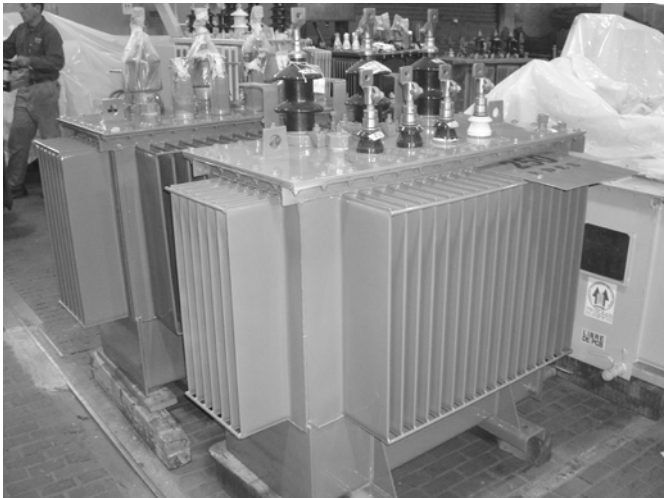


Fig. 9.3: Transformadores trifásicos tipo plataforma de cubas aleteadas

La superficie de radiación efectiva es la que se desprende del perímetro circunscrito por los radiadores, en cambio, para la convección interviene toda la superficie desarrollada de las aletas, mientras los canales de aire entre ellas permitan una circulación abundante del mismo. A este fin debe preverse una distancia media entre sus paredes exteriores de 2,5 a 3 veces la del canal interior de aceite.

Tabla 9.3.1: Dimensiones normalizadas de aletas onduladas, y sus coeficientes de disipación por metro lineal

Dimensiones de las aletas							Superficie m ² /m	Volumen aceite Litros/m	Coef disip. W/m ² para $\theta_{ac_{max}} 55\text{ }^{\circ}\text{C}$
Radiador tipo	a mm	b mm	c mm	d mm	e mm	f mm			
1	50	40	9	31	3	0,80	0,130	0,3	350
2	75	45	12	33	3	0,80	0,183	0,6	320
3	100	50	15	35	5	1,00	0,234	1,0	300
4	150	55	18	37	5	1,00	0,334	1,7	290
5	200	60	21	39	5	1,25	0,437	2,6	285
6	250	65	24	41	6	1,50	0,538	3,8	280
7	300	70	27	43	6	1,50	0,640	5,0	270
8	350	75	30	45	6	1,50	0,743	6,3	265
9	400	80	30	50	6	1,50	0,852	7,2	260

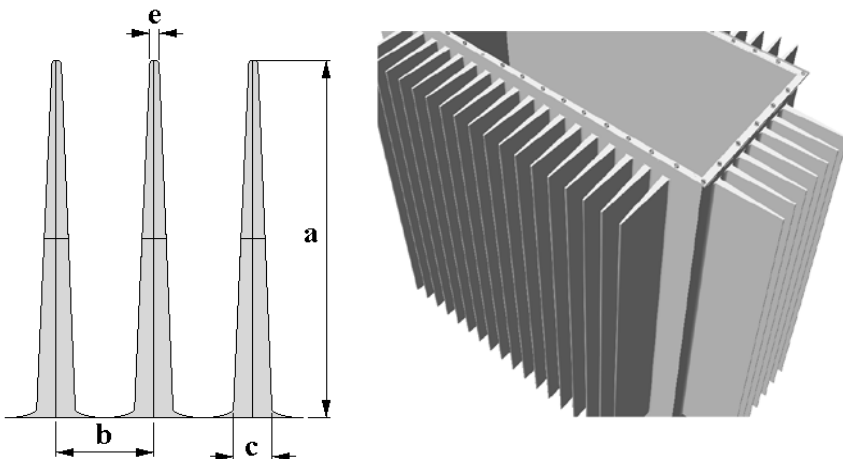


Fig. 9.3.2: Cuba con aletas onduladas

La Tabla 9.3.1 y la Fig.9.3.1 anteriores, muestran las dimensiones características y los coeficientes de disipación del tipo de aletas onduladas mas comunes.

Es frecuente también la utilización de aletas plegadas, cuyas dimensiones características y los coeficientes de disipación se indican en la Tabla 9.3.2 y Fig. 9.3.2.

Tabla 9.3.2: Dimensiones normalizadas de aletas plegadas, y sus coeficientes de disipación por metro lineal

Radiador tipo	Dimensiones de las aletas				Superficie m ² /m	Volumen aceite Litros/m	Coef disip. W/m ² θacmax 55°C
	a mm	b mm	c mm	f mm			
10	100	50	10	1,00	0,250	1,0	290
11	150	55	10	1,00	0,355	1,5	270
12	200	60	11	1,25	0,460	2,2	260
13	250	65	11	1,50	0,565	2,8	255
14	300	70	12	1,50	0,670	3,6	250
15	350	75	13	1,50	0,775	4,6	245
16	400	80	15	1,50	0,880	6,0	240

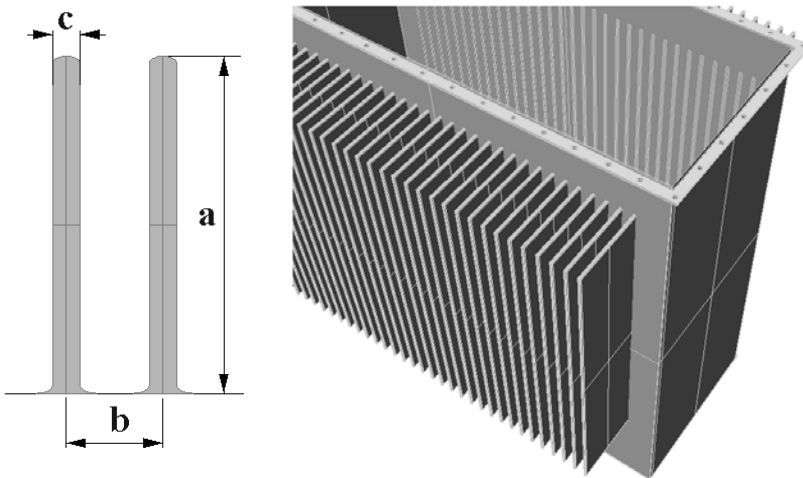


Fig. 9.3.3: Cuba con aletas plegadas

Los coeficientes de disipación que se indican en las tablas anteriores son valores promedios de ensayos directos hechos en transformadores construidos.

Dichos valores de disipación se refieren a la temperatura máxima del aceite θ_{acmax} de 55 °C, e indican, la cifra en W /m² que pueden disipar las aletas para ese calentamiento máximo del aceite.

Si este valor máximo de disipación por unidad de superficie, difiere de las cifras indicadas en las tablas, con el nuevo coeficiente de ventilación hallado (W/m²), puede determinarse en forma proporcional el calentamiento esperado $\theta_{ac_{final}}$.

Esta corrección también es válida para radiadores con tubos.

$$\theta_{ac_{final}} = \frac{\text{Coef. disipación..real}}{\text{Coef. disipación.de.tabla}} \cdot 55^{\circ}\text{C} = f_o \cdot 55^{\circ}\text{C} \quad (9.3)$$

Con la prolongación de las ondulaciones a todo lo alto de la cuba se obtiene un coeficiente de radiación más reducido.

Esto se debe a que, por un lado, la parte inferior del aceite de la cuba se encuentra a temperatura mas baja, por lo que con este agregado de aletas no mejora sustancialmente la disipación de calor a través de las paredes de la caja, con el consecuente incremento de la superficie de disipación.

Las aletas para que sean eficaces, deben comenzar a la altura de los bobinados. Solamente así valen los valores de disipación indicados en las tablas.

Con cubas con aletas se llegan a construir transformadores de hasta 4 ó 5 MVA.

Ejemplo N° 7 – Cuba con aletas.

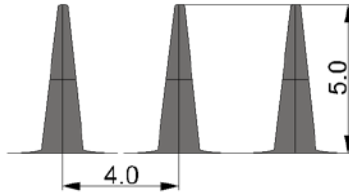
Un transformador trifásico de distribución de 20 kVA, 30.000 ± 5 %/ 231 - 400 V, 50 Hz, tiene unas pérdidas en el hierro $P_{fe} = 195$ W y en el cobre, en caliente $P_{cu} = 725$ W; en total, $P_t = 195 + 725 = 920$ W.

Las dimensiones en planta de la cuba son 635 de largo, 255 mm de ancho, o sea: $2 \times (635 + 255) = 1780$ mm. de perímetro, pero sólo lleva ondulaciones o aletas en las caras laterales de 635 mm de longitud.

La altura total de la caja es de 775 mm. de los cuales sólo se utilizan 65 cm para las aletas, dejando el resto de la cuba lisa, en la parte inferior y para el marco de la tapa, no operativo.

Clacular las dimensiones y número de aletas a instalar, así como la temperatura esperada del aceite.

Se adopta de Tabla 9.3.1 aletas onduladas normalizadas del tipo 1: (a=50, y b=40)



En cada una de estas caras caben $(635/40) = 15,87$ 16 ondulaciones de 40 mm. de paso por 50 mm. de profundidad, o sea, 32 en las dos caras. La superficie total de aletas, de acuerdo a la Tabla 9.3.1 será de:

$$0,13 \text{ m}^2 / \text{m} \times 0,65 \text{ m} \times 32 = 2,7 \text{ m}^2.$$

Las pérdidas por unidad de superficie serán: $\frac{920 \text{ W}}{2,7 \text{ m}^2} = 340 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$

Según la Tabla 9.3.1, con 55 °C de elevación máxima de temperatura en el aceite, son admisibles para estas aletas de 50 mm de profundidad por 40 mm de paso y 0,13 m² de superficie por metro lineal, 320 W/ m². Para esta nueva pérdida por unidad de superficie tenemos:

Las pérdidas a disipar exceden en la relación: $f_o = \frac{340}{320} = 1,062$

Tendremos un calentamiento $\theta_{ac_{final}} = 1,062 \cdot 55 \text{ °C} = 58 \text{ °C}$, valor que es menor al máximo fijado por las normas (60 °C), por lo que se considera aceptable.

Ejemplo N° 8 – Cubas con aletas.

Un transformador trifásico de 3500 kVA, 46/6 kV tiene unas pérdidas totales de 47 kW. La cuba posee 110 aletas (ondulas) de 2,60 m de altura y 300 mm de profundidad por 60 mm de paso (30 + 30). Hallar la temperatura máxima del aceite. La superficie de estas ondulaciones podemos calcularla de la siguiente manera:

Desarrollo aproximado de una aleta en mm : $300 + 300 + 30 + 5 = 635$ mm.

La superficie por metro lineal será de 0,635 m²./m

De acuerdo a la Tabla 9.3.1, (que se transcribe parte de la misma a continuación), obtenemos el valor mas aproximado, para aletas del tipo 7,

con $0,64 \text{ m}^2/\text{m}$, y para esa superficie lineal las aletas deben tener pasos de $43 + 27 \text{ mm}$.

Radiador tipo	Dimensiones de las aletas						Superficie m^2/m	Volumen aceite Litros/m	Coef disip. W/m^2 $\theta_{\text{max}} 55 \text{ }^\circ\text{C}$
	a mm	b mm	c mm	d mm	e mm	f mm			
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
6	250	65	24	41	6	1,50	0,538	3,8	280
7	300	70	27	43	6	1,50	0,640	5,0	270
8	350	75	30	45	6	1,50	0,743	6,3	265
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Superficie de las 110 aletas = $110 \times 2,6 \times 0,64 = 182. \text{ m}^2$

Perdidas por unidad de superficie: $\frac{47000W}{182} = 258 \frac{W}{\text{m}^2}$

Según la Tabla 9.3.1 anterior, con aletas de $0,64 \text{ m}^2$ por metro lineal (que viene a corresponder a unas aletas normales de unos 300 mm de profundidad), se admitirían, $270 \text{ W}/\text{m}^2$ con una elevación de temperatura $55 \text{ }^\circ\text{C}$ en la zona superior del aceite (máxima temperatura).

De acuerdo con ello el calentamiento a esperar es:

$$f_o = \frac{258}{270} = 0,96$$

La temperatura esperada será: $\theta_{ac_{final}} = 0,96 \cdot 55 \text{ }^\circ\text{C} = 52 \text{ }^\circ\text{C}$

Sin embargo, el transformador en cuestión, de acuerdo a mediciones registra una elevación de temperatura en el nivel más alto de $67 \text{ }^\circ\text{C}$, consecuencia sin duda de la insuficiencia del paso de aire con las aletas de proporciones indebidas ($30 \text{ mm} + 30 \text{ mm}$, en lugar de $27 \text{ mm} + 43 \text{ mm}$ en las ondulaciones normales).

9.4 – CUBAS CON TUBOS



Fig. 9.4.1: Cuba de transformador con doble fila de tubos

Los tubos son de hierro dulce, sin soldadura y pared delgada (aprox. 1 mm). Son muy eficaces como elementos refrigeradores por la exposición de todo su perímetro a la corriente natural convectiva del aire.

A veces, para mejorar aún esta acción, se emplean tubos de sección elíptica.

La presencia de los tubos no anula la de la cuba misma, lisa, aunque la reduce a medida que aumenta el número de filas, número que puede variar, según los casos, de 1 a 5.

Mediante cubas con tubos se ha llegado hasta potencias de 20.000 kVA.

Tomando como referencia un calentamiento del aceite de 55 °C sobre el ambiente en la capa superior de la cuba, el coeficiente de disipación de la cuba estará afectado por la cantidad de filas de tubos.

El coeficiente de disipación solo de la cuba (con tubos) esta dado por la siguiente tabla:

Tabla 9.4.1: Coeficiente de disipación de la cuba con tubos, en W/m².

Coef. Disipación cuba (W/m ²)	Nº de filas	Coef. Disipación (%)
500	1	100
450	2	90
420	3	84
380	4	76
340	5	68

En la Tabla 9.4.2 se indican los coeficientes de ventilación por metro lineal de tubo, en W/m lineal de tubo, según el diámetro de los mismos y el número de capas o filas en que éstos van dispuestos.

Tabla 9.4.2: Coeficiente de disipación de los tubos, en W/m², para $\theta_{ac,max}$ 55 °C

Diámetro ext.tubos (mm)	Coef. Disipación (W/m ²) según N° de filas de tubos				
	1	2	3	4	5
20	32	29	28	25	23
25	40	38	35	30	27
30	48	44	40	37	32
35	55	50	47	42	37
40	62	58	52	48	43
45	70	65	60	54	48
50	78	72	65	59	52



Cuando la temperatura disminuye, el coeficiente de disipación (ventilación) se reduce en gran medida.

Si este valor máximo difiere de las cifras indicadas en las tablas, el coeficiente de ventilación (W/m²), puede suponerse proporcional simplemente al calentamiento $\theta_{ac,max}$, como en el caso de cubas con aletas.

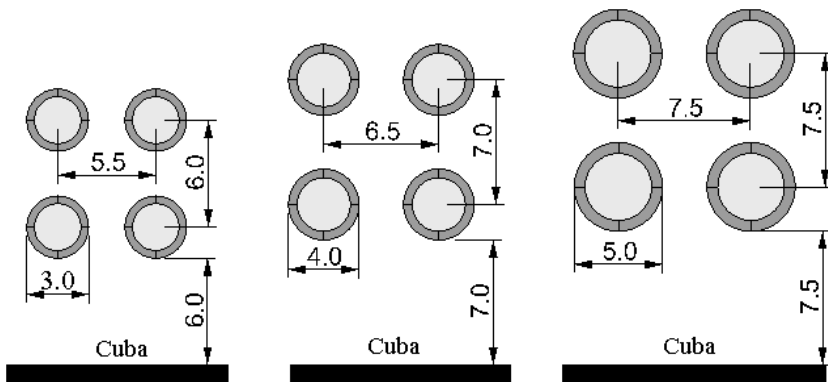


Fig. 9.4.2: Separación entre filas de tubos y entre tubos y cuba

Ejemplo N° 9 – Cuba con tubos.

Un transformador de 1,5 MVA y de 20,5 kW de pérdidas totales, tiene una cuba de 1560 X 600 mm de dimensiones en planta, y 1700 mm altura.

La refrigeración se realiza con tres filas de tubos de 2 pulgadas de diámetro. (50 mm, medidos exteriormente).

La altura media de los tubos es de 1100 mm y la longitud media también por tubo, 1500 mm; la distancia entre ejes es de 80 mm; y el número total de ellos, 162. Se supone que el calentamiento máximo del aceite es de 55 °C .

Determinar la temperatura máxima del aceite y la potencia disipada por los tubos y la cuba.

Superficie lateral de la cuba = 2 (1,6 + 0,6) 1,7 = 7,33 m².

El coeficiente de ventilación de la cuba, para 55 °C de incremento máximo de temperatura del aceite, con 3 filas de tubos, según Tabla 9.4.1, es 420 W/m².

Potencia disipada por la cuba = 7,33 X 420 = 3100 W.

Potencia a disipar por los tubos = 20500 – 3100 = 17400 W.

Longitud total de los tubos: 162. 1,5 = 243 m.

Potencia a disipar por metro de tubo será:

$$P_{tubo} = \frac{17400W}{243m} = 71,6 \text{ (W/m lineal)}$$

Según la Tabla. 9.4.2, que se transcribe parcialmente, los tubos de 50 mm de diámetro, en tres filas pueden disipar solamente 65 W/m lineal para que el calentamiento máximo del aceite no rebase los 55°C sobre el ambiente.

Diámetro exterior tubos (mm)	Coef. Disipación (W/m ²) según N° de filas de tubos				
	1	2	3	4	5
-----	----	----	----	----	----
-----	----	----	----	----	----
45	70	65	60	54	48
50	78	72	65	59	52

El incremento de temperatura sería, pues, con fo = (71,6/65) = 1,1, igual a: 1,1 . 55 °C= 60 °C (9 % sobre los 55 °C supuestos).

Partiendo de un incremento del 9 % en la temperatura del aceite, el coeficiente de disipación de la cuba y de los tubos mejoran en el mismo porcentaje, y pasan a ser:

Para la cuba 1,10. $420 = 461 \text{ W/m}^2$.

Para los tubos 1,10. $65 = 70,5 \text{ W/m lineal}$.

En base a lo anterior, la cuba y los tubos pasarán a disipar:

Potencia disipada por la cuba = $7,33 \cdot 461 = 3380 \text{ W}$

Potencia a disipar por los tubos = $20500 - 3380 = 17120 \text{ W}$

La potencia disipada por el conjunto es $3380 \text{ W} + 17120 \text{ W} = 20500 \text{ W}$.

9.5 - CUBAS CON RADIADORES

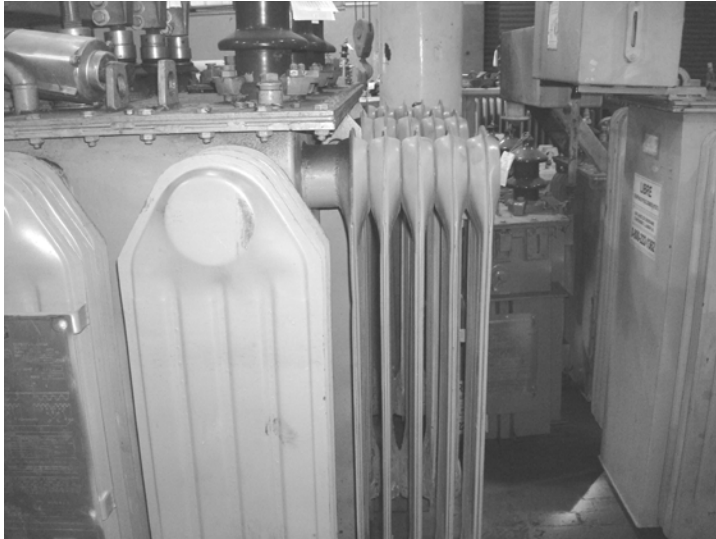


Fig. 9.5: Transformador de distribución con radiadores

Estos radiadores se fabrican con elementos individuales de plancha de hierro soldada, y nervaduras de estampación para dar mayor rigidez a la estructura, y se agrupan en la cantidad necesaria para conformar un grupo y proveer la superficie de refrigeración prevista.

El número de elementos que integra cada grupo llega a veces a 20 y resultan muy flexibles en cuanto a las posibilidades de alcanzar justamente la temperatura deseada del aceite, permitiendo a veces, según el tipo de construcción, añadir o suprimir elementos o incluso grupos completos después de terminado el transformador.

La Tabla. 9.5.1 siguiente muestra las medidas de radiadores normalizados, los coeficientes de ventilación de radiadores normalizados de distinta medida, y ciertos factores de corrección según la estructura y posición de los radiadores.

Tabla. 9.5.1: Medidas físicas y coeficientes de disipación de radiadores

Radiador tipo	Ancho "a" en m	Altura H en m	Sup. por elemento en m ²	Coef. Ventilación θ_{ac} max 55°C en W/m ²	Aceite por elemento en litros
1	0,16	0,6	0,21	488	1,38
2	0,25	0,80	0,43	450	3,4
3	0,25	0,92	0,51	415	4
4	0,25	1,1	0,61	400	4,8
5	0,4	0,93	0,79	400	6,4
6	0,4	1,5	1,27	372	10,3
7	0,4	1,73	1,43	360	11,9
8	0,4	1,93	1,6	357	13,3
9	0,6	2,5	2,9	320	25,5
10	0,6	3	3,5	280	31

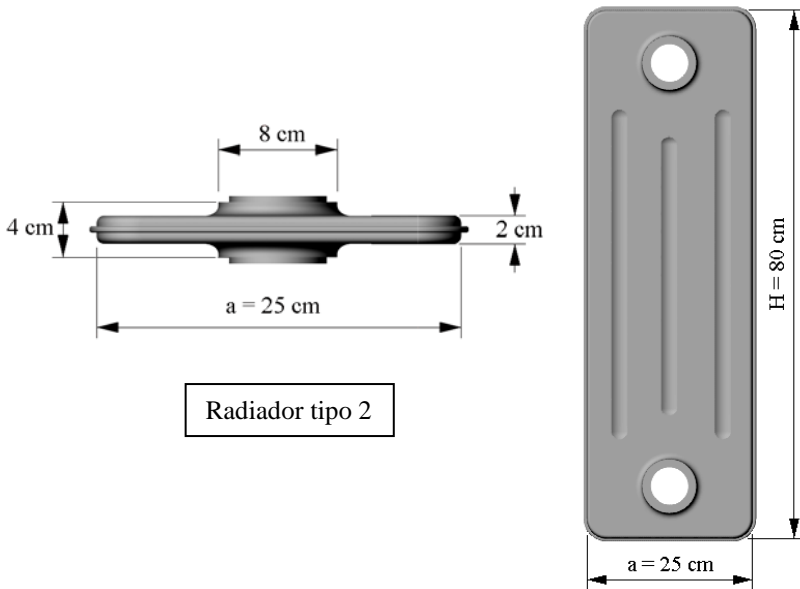


Fig. 9.5.1: Medidas y formato de un elemento radiador

La altura de ubicación del centro de los radiadores en la cuba, respecto al centro de los bobinados es de importancia por el hecho de cuanto más

elevados se encuentren los radiadores mayor será la disipación térmica por estar a mayor temperatura el aceite en las cercanías de la tapa.

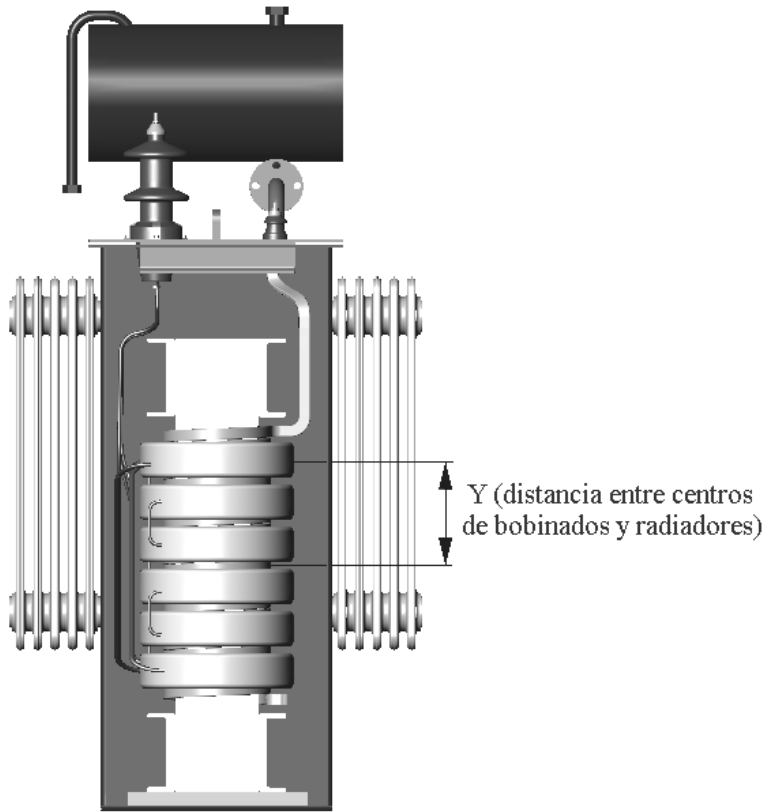


Fig. 9.5.2: Ubicación del grupo de radiadores en la cuba

En la Tabla 9.5.2 se indican los factores de corrección a aplicar al coeficiente de disipación térmica del radiador, según la altura relativa de los radiadores..

Tabla 9.5.2: Coeficientes de ventilación y factores de corrección, en función de su posición en la cuba del grupo de radiadores

Distancia Y en mm	0	100	200	300	400	500	600	700	800	1000
Factor de corrección	0,8	0,85	0,89	0,93	0,95	0,98	1	1,03	1,05	1,1

El número de elementos por grupo de radiadores también influye en el coeficiente de disipación por interferencia térmica entre los radiadores de un mismo grupo.

En la Fig. 9.5.3 siguiente se muestran dos grupos de radiadores, uno con tres elementos y otro con cinco.

En la Tabla 9.5.3 se indican los factores de corrección a aplicar al coeficiente de disipación del elemento radiador en función del número de elementos que tiene el grupo.



Fig. 9.5.3: Grupos de radiadores con distintas cantidades de elementos

Tabla 9.5.3: Factor de corrección a aplicar al coeficiente de ventilación, En función del número de elementos por grupos.

N.º de elementos	3	4-5	6-9	10-12	13-15	16-17	18-21
Factor de corrección	1,1	1,06	1,02	1	0,99	0,98	0,97

Otro condicionante en la capacidad de disipación de los radiadores lo constituye la distancia entre grupos de elementos o radiadores, y ello se debe a la interferencia entre los grupos que disminuyen los canales de circulación del aire.

En la Fig. 9.5.4 siguiente se representan tres baterías de radiadores de 6 elementos o radiadores cada uno, y se indica la separación “Z” entre los grupos de radiadores, que se expresa en función del ancho “a” del radiador.

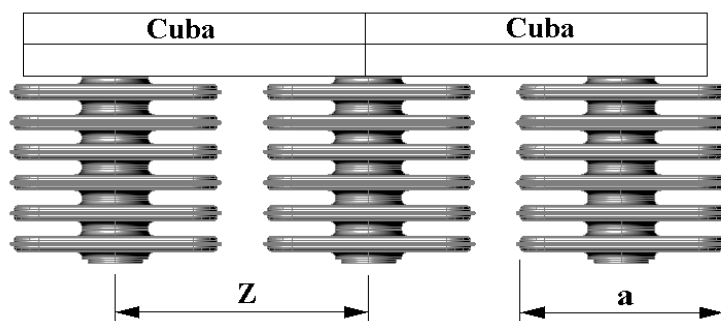


Fig. 9.5.4: Separación entre grupos de radiadores

En la Tabla 9.5.4 se indican los factores de corrección, observándose que para $Z = 2a$, el coeficiente de corrección vale la unidad. Lo anterior significa que la distancia de separación ideal entre grupos de radiadores es dos veces el ancho del radiador.

Para distancias menores entre grupos, el coeficiente de corrección disminuye y en consecuencia también el coeficiente de disipación.

Tabla 9.5.4: Factor de corrección para el coeficiente de ventilación según la distancia entre ejes de grupos radiadores, a = ancho de un elemento

Distancia entre ejes Z	1,25a	1,33a	1,54a	1,6a	1,75a	2a
Factor de corrección	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1

El último factor condicionante del coeficiente de disipación del elemento radiador es la sobreelevación de temperatura máxima admitida para el aceite.

Todos los coeficientes de las tablas anteriores son válidos para un $\theta_{ac_{max}} = 55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

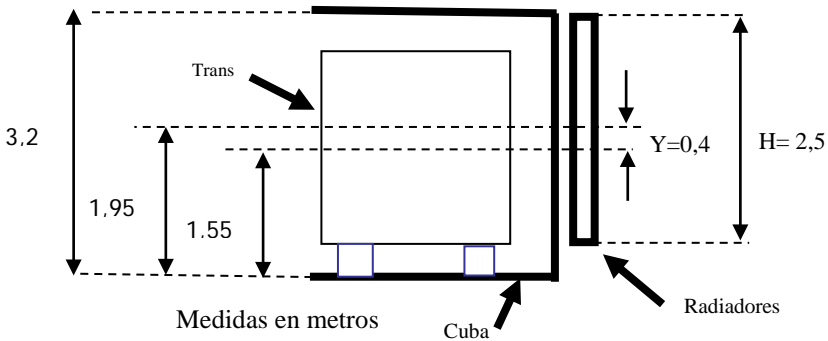
De considerarse otra temperatura máxima, se debe afectar la disipación del radiador por los coeficientes indicados en la Tabla 9.5.5.

Tabla 9.5.5: Factor de corrección para el coeficiente de ventilación de los Radiadores según el incremento máximo de temperatura del aceite.

Calent. max aceite $\theta_{ac}\text{ }^{\circ}\text{C}$	60	55	50	45	40
Factor de corrección	1,1	1	0,89	0,79	0,7

El efecto de la cuba misma se tendrá en cuenta deduciendo de la superficie calculada de radiadores el área lateral de la cuba en cuestión lo cual equivale a asignarle el mismo coeficiente de ventilación que a los elementos individuales.

Ejemplo N° 10 - Cuba con radiadores



Calcular el equipo de radiadores necesario para un transformador de 20000 kVA (20 MVA) y 145 kW pérdidas con una elevación máxima de temperatura de 50 °C en el aceite.

Las dimensiones de la cuba son 5,12 X 1,56 m en planta o sea 2. (5,12 + 1,56)=13,36 m de desarrollo o perímetro, y 3,2 m de altura, medidas que se aprecian en la figura precedente.

Se adoptan radiadores del tipo 9, con H = 2,5 m. (Tabla 9.5.1).

El centro de éstos quedarán a: $3,2 - 2,5/2 = 1,95$ m del fondo.

Los bobinados a su vez tienen su centro vertical aproximadamente a 1,55 m de la base, de tal modo que la distancia "y" (Fig. 9.5.2) resulta ser de $1,95 - 1,55 = 0,40$ m.

Según la Tabla 9.5.1, que se transcribe parcialmente a continuación, cada elemento de 2,5 m de altura con 55 °C de calentamiento máximo del aceite puede disipar 320 W/m².

Radiador tipo	Ancho "a" en m	Altura H en m	Sup. por elemento en m ²	Coef. Ventilación $\theta_{ac_{max}} 55^{\circ}C$ en W/m ²	Aceite por elemento en litros
-----	-----	-----	-----	-----	-----
-----	-----	-----	-----	-----	-----
8	0,4	1,93	1,6	357	13,3
9	0,6	2,5	2,9	320	25,5
10	0,6	3	3,5	280	31

Dicho valor de disipación por metro cuadrado de radiadores debe ser afectado por el coeficiente de corrección de la distancia vertical entre centros de columnas y de elementos radiadores ($y = 400$ mm), por ello puede disipar $320 \times 0,95 = 304$ W/m².

Dado que se impuso un calentamiento del aceite de solo de $50^{\circ}C$, el coeficiente de ventilación obtenido se debe afectar por el factor 0,89, (según Tabla 9.5.5), es decir el coeficiente de ventilación será ahora $304 \cdot 0,89 = 270$ W/m².

Montando los grupos de radiadores (de $a = 600$ mm de ancho), a unos 1000 mm = 1m, de distancia entre ejes (Z), la periferia de la cuba admitiría: $13,36/1 = 13,6$ grupos = 13 grupos.

A efectos de tomar números pares de grupos se adoptan 12 grupos, para los cuales la separación media (Z) es:

$$(13,36/12) = 1,11 \text{ m} = 1110 \text{ mm} = 1,85 \text{ a.}$$

Para esta distancia, la Tabla 9.5.4 indica un factor de corrección (interpolando) de 0,97 y la capacidad o coeficiente de disipación se reduce finalmente a $270 \cdot 0,97 = 262$ W/m².

Con lo cual se precisarían:

$$145000 \text{ W} / 262 \text{ W/m}^2 = 553 \text{ m}^2 \text{ de elementos disipadores de calor.}$$

Considerando a la cuba como radiador, deducimos la superficie lateral de la cuba (útil como elemento refrigerador), $13,36 \cdot 3,2 = 42,75$ m², restan $553 - 42,75 = 510,25$ m² de radiadores.

De acuerdo a la Tabla 9.5.1, para radiadores del tipo 9 cada elemento tiene una superficie de $2,9$ m², por ello se necesitarán:

$$510,25 \text{ m}^2 / 2,9 \text{ m}^2 = 176 \text{ elementos.}$$

Los elementos por radiador será: $176 \text{ elementos} / 12 \text{ grupos} = 14,6 \text{ elementos} = 15 \text{ elementos radiadores por grupo}$,

De acuerdo a la Tabla 9.5.3, para 15 radiadores por grupo, correspondería afectar al coeficiente de disipación (previo al cálculo de la superficie de radiadores) por un factor de 0,99, pero en razón del pequeño factor de corrección, y teniendo en cuenta que se instalarán en total 12 grupos de 15 elementos (180 elementos en lugar de los 176 necesarios), se adopta la disposición calculada.

Se instalarían, pues, 12 grupos de 15 elementos cada uno (180 elementos en total), de 2,5 m de altura por radiador, con distancia entre centros de radiadores de 1 m.

9.6 - ENFRIAMIENTO POR VENTILACIÓN FORZADA



Fig. 9.6: Transformador de distribución con radiadores y ventilación forzada

La potencia nominal de cualquier transformador depende de la temperatura máxima alcanzada por los arrollamientos, sin que se deteriore su aislación. Superada esa temperatura máxima se degradan las aislaciones, disminuyendo su rigidez dieléctrica destruyéndose el equipo.

Cuando se requiere aumentar la potencia que entrega el transformador con ventilación natural, se recurre a aumentar la velocidad del aire que barre las superficies de refrigeración (mediante forzadores de aire) y con ello se mejora la convección y transferencia del calor, evitando el aumento de temperatura del aceite por incremento de pérdidas en los arrollamientos.

La velocidad de ascensión del aire alrededor de las superficies calientes, cubas o radiadores, se estima que debe aumentarse en un valor que permita refrigerar la parte del radiador mas alejada del forzador.

Puede expresarse dicha velocidad del aire (m/s) en función de la altura H (m) del radiador, es decir que para un cierto radiador instalado en un transformador, y calculado para disipar las pérdidas con ventilación natural, se aumenta la velocidad de circulación del aire es como si se aumentara su altura H.

En forma aproximada esta relación entre la velocidad del aire (v_a) y la altura de los radiadores (H) está dada por:

$$v_a = \left(\frac{H \%}{100}\right)^{1,67} \quad (9.6.1)$$

Expresión anterior se representa en la siguiente figura.

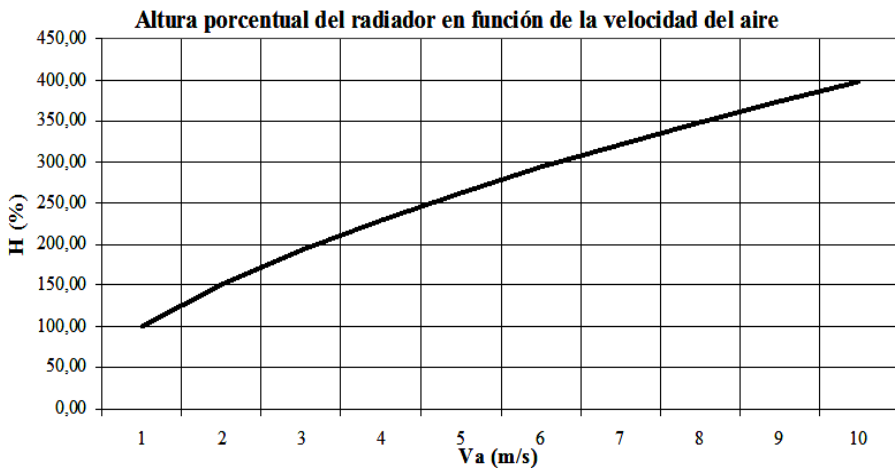


Fig. 9.6.1: Coeficiente relativo de refrigeración con ventilación forzada

Si la velocidad se fuerza mediante la acción de ventiladores dispuestos para impulsión vertical directa, o guiada, según la Fig. 9.6.1, el coeficiente de ventilación varía según se indica la figura.

Generalmente la ventilación forzada se pone en marcha automáticamente cuando la carga o la temperatura rebasan un determinado valor por bajo del cual los ventiladores se mantienen parados a fin de evitar un consumo inútil.

En ocasiones, la adición de los ventiladores constituye un recurso ulterior para seguir manteniendo en servicio un transformador que por el crecimiento del consumo ha pasado a trabajar con sobrecarga.

Asignada la velocidad del aire para alcanzar el nivel conveniente del coeficiente de refrigeración, el caudal que han de suministrar los ventiladores es:

$$Q_a = V_a S_a \quad (m^3/s) \quad V_a \text{ en } m/s, \quad \text{y} \quad S_a \text{ en } m^2 \quad (9.6.2)$$

La sección de paso del aire S_a se supondrá igual a la proyección horizontal de todos los elementos determinada por los rectángulos circunscritos a cada grupo.

El espacio ocupado por el por las aletas y el aceite resulta compensado por el espacio entre aletas de grupos de radiadores contiguos (como puede observarse en la Fig. 9.6.2).

La caída de presión por rozamiento del aire es difícil de calcular pero es lo bastante pequeña como para despreciarla y permitir el uso de ventiladores axiales de tipo comercial adecuados al caudal necesario, si ninguna otra consideración.

La adopción de la ventilación forzada sólo se justifica en caso de que las dimensiones de los radiadores con ventilación natural resulte demasiado grande para el transformador, o cuando quiera permitirle una sobre carga.

En general, el precio del equipo de ventiladores suele exceder de la economía que produce en la reducción de radiadores y además, hay que agregar la capitalización del gasto anual que resulte de mantener aquéllos en servicio aunque sólo sea durante los períodos de carga que lo requieran.

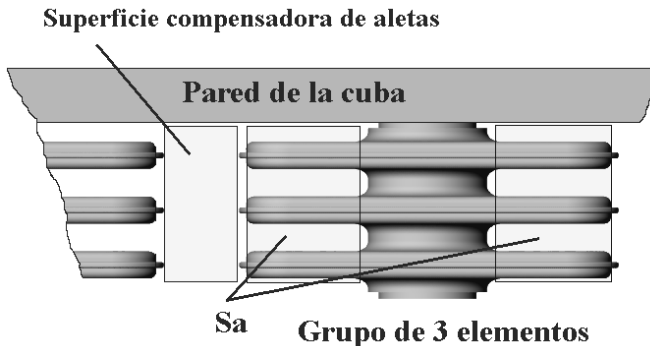


Fig. 9.6.2: Sección de paso de aire por los radiadores

La potencia consumida por los motores de los ventiladores debe indicarla el fabricante de estos últimos y se incluyen en las pérdidas del transformador.

Siendo el calor específico del aire caliente a unos 50 °C (con 35 a 40 °C de ambiente):

$$C_a = 1090 \frac{\text{Joule}}{\text{m}^3 \cdot \text{°C}} \quad (9.6.3)$$

El incremento de temperatura del aire valdrá aproximadamente:

$$\Delta Q_a = \frac{P_t}{1090 \cdot Q_a} \quad (9.6.4)$$

Donde:

Pt = potencia absorbida por el aire en W

Qa =caudal del aire en m³/s

Ejemplo N° 11 – Cuba con forzadores de aire.

Calcular el equipo de ventiladores a añadir al transformador del Ejercicio 10 anterior, cuyos datos eran 20000 kVA, 145 kW de pérdidas totales, para permitir una sobrecarga constante del 25 % suponiendo que la relación normal de pérdidas sea P_{cu} / P_{fe} = 4,5.

Calentamiento máximo del aceite 50 grados centígrados.

$$\text{Pérdidas totales: } P_{cu} + P_{fe} = 145 \text{ kW} \quad P_{cu} / P_{fe} = 4,5$$

Donde, en cifras redondas, P_{fe} = 26 kW, y P_{cu} = 119 kW.

Al aumentar la carga en 25 % las pérdidas en el cobre pasarán a ser: 1,25² · 119 = 186 kW, y permaneciendo prácticamente invariables las del hierro. Las pérdidas internas debidas a la sobrecarga serán el total: 186 + 26 = 212 kW.

El incremento de temperatura (debida a la sobrecarga) del cobre y la del aceite en sus inmediaciones, aumentará también un 1,25² = 1,56.

Se supone que sin la sobrecarga, la sobreelevación de temperatura del aceite en las inmediaciones del bobinado es bastante alta, del orden de 20 °C (considerando el peor de los casos para mayor seguridad).

Dicha temperatura del aceite pasaría a ser con sobrecarga: 20 · 1,56 = 31 °C; aproximadamente 10 °C más que sin sobrecarga, lo que necesariamente producirá un aumento de la sobreelevación máxima del aceite a 60 °C, valor inadmisibile.

Por ello se debe realizar una reducción de estos 10 °C de la temperatura del aceite. Lo anterior supone una mayor disipación calórica, y un aumento del coeficiente de disipación, el que se debe afectar por la relación de los factores 0,89 y 0,7 de la Tabla 9.5.4.

El coeficiente de disipación, o la superficie de disipación debe aumentarse en:

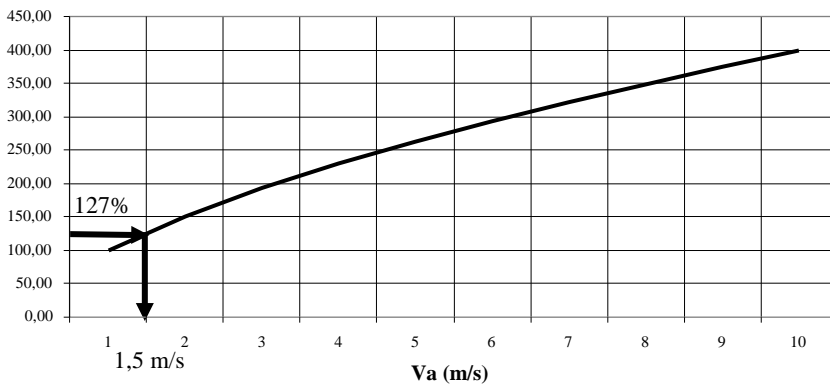
$$\frac{0,89}{0,7} = 1,27$$

El transformador cuenta con radiadores del tipo 9 de 2,5 m de altura, y se debería aumentar su longitud en un 27%, dado que no es posible aumentar el número de elementos o grupos (cuenta con 12 grupos de 15 elementos cada uno, con un total de 180 elementos).

Ante la imposibilidad mencionada, es necesario aumentar la circulación del aire aplicando la Ec. 9.6.1:

$$v_a = \left(\frac{H\%}{100}\right)^{1,67} = \left(\frac{127\%}{100}\right)^{1,67} = 1,49.m/s$$

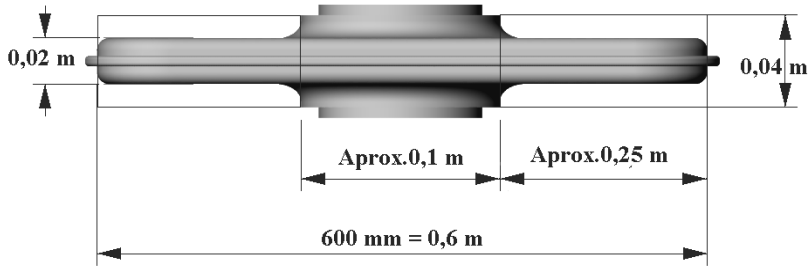
H (%) Altura porcentual del radiador en función de la velocidad del aire



De acuerdo a la figura anterior, la velocidad del aire debe aumentar a $V_a = 1,5$ m/s.

La sección para el paso de aire, (teniendo en cuenta las consideraciones anteriores respecto a la compensación de superficies) de un elemento radiador vale aproximadamente, de acuerdo a la siguiente figura:

$$2 \cdot 0,04 \text{ m} \cdot 0,25 \text{ m} = 0,02 \text{ m}^2 \text{ por elemento.}$$



Los 180 elementos cubren una sección total de : $S_a = 180 \cdot 0,02 = 3,6 \text{ m}^2$

El caudal del aire total que deben lanzar los forzadores o ventiladores es, aplicando la Ec.9.6.2:

$$Q_a = V_a \cdot S_a = 1,5 \text{ m/s} \cdot 3,6 \text{ m}^2 = 5,4 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Se adopta como caudal mínimo necesario de $6 \text{ m}^3/\text{s}$, que al tener el transformador 12 grupos de radiadores se resuelve instalar un forzador por grupo con un caudal de aire mínimo de $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ cada uno.

De catálogos de fabricantes se seleccionará el forzador necesario y el consumo de estos ventiladores, debe considerarse como pérdidas del transformador en servicio.

Capítulo 10

Protecciones del transformador

10.1 - GENERALIDADES

El transformador, es uno de los elementos más confiables de la red, sin embargo, las estadísticas indican lo contrario. La fiabilidad del transformador depende del diseño del mismo, de un mantenimiento adecuado, de su montaje, y de las protecciones con que cuenta.

Precisamente, debido a la actuación de las protecciones adecuadas, es posible determinar en los transformadores fallas del tipo incipiente.

En general, podemos clasificar a las fallas que afectan a los transformadores en dos grandes grupos:

1. Fallas atravesantes
2. Fallas internas.

Las primeras son aquellas que no se originan en el transformador, ni en sus bornes de salida. Están constituidas básicamente por los cortocircuitos externos mal eliminados por sus correspondientes protecciones, y por las sobrecargas.

Las segundas, las podemos clasificar en dos subgrupos:

- 2.1 Fallas de desarrollo violento.
- 2.2 Fallas incipientes.

Dentro del subgrupo 2.1, en función de energía disipada en el aceite, podemos considerar:

- Cortocircuito entre fase y tierra o entre fases en los bornes de salida o fuera de la cuba.
- Cortocircuitos a tierra o entre fases en los arrollamientos del transformador (primario o secundario).
- Cortocircuitos entre espiras de una misma fase.
- Fallas en arrollamientos terciarios de compensación.
- Perforación de los aisladores pasantes.
- Interrupción de una fase debido a rotura de un conductor o mal contacto en el conmutador.

Todas estas fallas de desarrollo violento, son detectables por desequilibrio de magnitudes eléctricas (tensión o corriente).

Respecto a las fallas del subgrupo 2.2, podemos decir que las fallas de origen incipientes no son detectables en general por desequilibrios de magnitudes eléctricas, disipan baja energía en el aceite en sus comienzos agravándose la falla en forma continua, siendo algunas de ellas:

- a) Conexiones defectuosas dentro de la cuba.

- b) Mala aislación del núcleo del laminado (entre chapas), o de los bulones de anclaje.
- c) Conexiones defectuosas en el conmutador bajo carga.
- d) Fallas de refrigeración o de circulación de aceite.
- e) Incorrecta repartición de carga entre transformadores en paralelo.

De estas fallas de origen incipientes, las tres primeras se caracterizan por la generación de gases combustibles por descomposición del aceite que rodea la falla.

En el caso de fallas de refrigeración, no se generan gases y se produce un aumento de temperatura de todo el transformador poniendo en riesgo la aislación de los bobinados envejeciéndolos en forma prematura.

La incorrecta repartición de carga entre transformadores en paralelo se debe por lo general a una falla en los conmutadores bajo carga, lo que produce un paralelo con distintas relaciones de transformación con la consecuente corriente de circulación entre ellos.

El grupo de fallas incipientes que hicimos mención anteriormente se detecta por los denominados relés de gas, de los cuales, en casi todo el mundo, salvo en EEUU, el más utilizado es el relé Buchholz.

Estos tipos de relés también actúan cuando se detectan las siguientes anomalías, que no necesariamente constituyen una falla en el equipo eléctrico:

- a) Aire desprendido inmediatamente después de la instalación.
- b) Disminución del nivel de aceite debido a un frío intenso.
- c) Disminución del nivel de aceite por debajo del nivel de seguridad, debido a pérdidas de la cuba.
- d) Descarga por efecto corona, en aceite de mala calidad.

10.2 - PROTECCIÓN MEDIANTE RELÉ BUCHHOLZ

Descripción del funcionamiento:

La acción del Relé tipo Buchholz para transformadores está basada en el hecho de que se originan gases y vapores en el aceite al producirse cualquier falla dentro del transformador.

La ventaja del empleo de un protector como el relé Buchholz es su elevada sensibilidad; que es capaz de advertir deterioros en sus comienzos, cuando, ni los más sensibles sistemas de protección basados en relés eléctricos, serían capaces de advertirlos.

El relé tiene una importancia vital para los transformadores. Correctamente manteniendo resulta muy confiable. Permite detectar fallas incipientes que ningún otro dispositivo las puede detectar. En efecto, en las zonas en que se han producido fallas eléctricas, la temperatura se eleva rápidamente ya sea

por arco eléctrico o por recalentamiento de piezas metálicas. Como consecuencia de ello, se descompone el aceite, se desintegran los materiales aislantes sólidos y se desarrollan gases de descomposición, los que pueden ser detectados por el relé al ser atrapados en él.

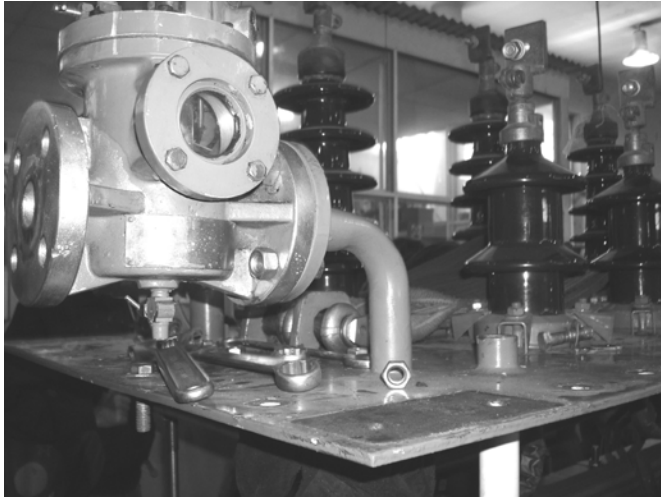


Fig. 10.2.1: Ubicación del relé Buchholz en la tapa de cuba

Se debe tener en cuenta; la inclinación y diámetro del conducto que vincula el tanque de expansión y la cuba; la forma de la tapa de la cuba; el dimensionamiento del relé con relación al transformador que se protege; y las vibraciones máximas que pueden producirse sin que accione intempestivamente.

El protector se compone básicamente de un recipiente cilíndrico, en el que están montadas dos balanzas, ubicadas una debajo de la otra. Cada una lleva un interruptor a base de mercurio, y una pantalla, también con su interruptor a mercurio.

Al producirse un desperfecto de pequeña importancia se desarrollan burbujas de gas que suben por el caño que comunica la cuba con el tanque de expansión, y entran en el recipiente del protector; el volumen del gas que se acumula en la parte superior del relé provoca una disminución del nivel de aceite, haciendo girar la primera balanza, (ver Fig. 10.2.3) que al cerrarse su contacto de mercurio acciona el circuito de alarma, tal como se indica en la Fig.10.2.2, cerrando los contactos A-B.

Si los gases aumentan o si se producen notables sobrecargas, actúa la segunda balanza cuyo contacto de mercurio comanda el circuito de desenganche del interruptor automático que protege al transformador.

En el caso de cortocircuito o fuertes sobrecargas, se produce un flujo brusco de aceite y gases desde el transformador hasta el tanque de expansión a través del relé Buchholz. Este flujo hace actuar inmediatamente la pantalla inferior provocando el desenganche del interruptor.

Los relés para caños de una y dos pulgadas de conexión entre la cuba y el tanque de expansión, y que se utilizan para transformadores de menor potencia, se caracterizan por disponer de solo dos contactos de mercurio solidarios a dos flotantes o balanzas. Los relés de tres y cuatro pulgadas poseen tres contactos de mercurio, de los cuales dos cumplen la misma función que en los relés de una y dos pulgadas, y el restante es solidario a la pantalla.

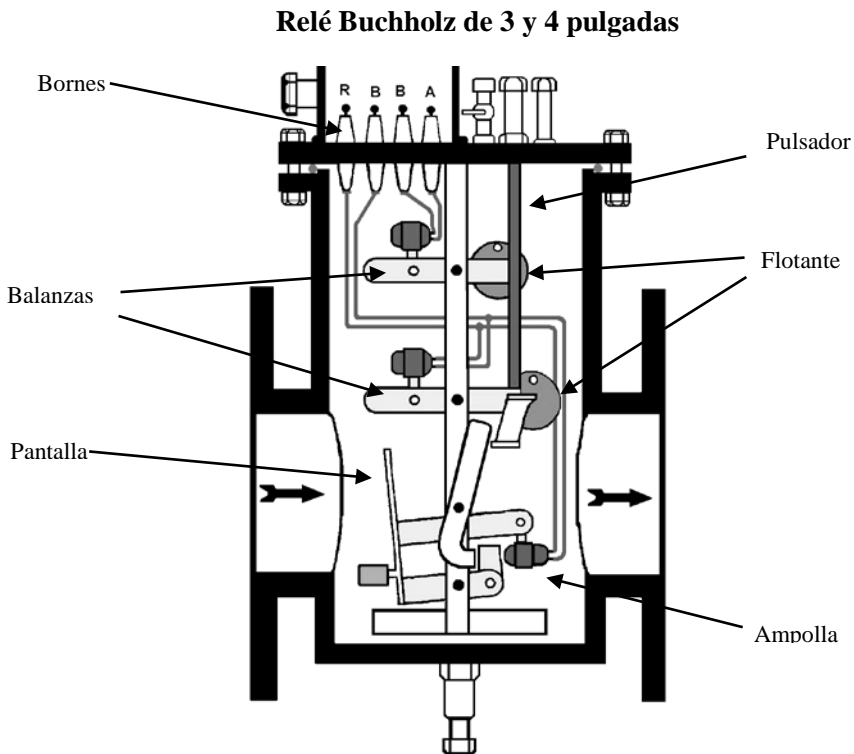


Fig. 10.2.2: Esquema de la ubicación de las balanzas y pantalla

Observando la Fig.10.2.2, se observa que existe un flotante superior, cuyo accionamiento permite obtener una señal de alarma; (flotante superior) y dos señales de desenganche (flotante inferior y pantalla).

A veces se suelen conectar los contactos de los flotantes para entregar una señal de alarma, dejando solamente como desenganche la señal proveniente del contacto de la pantalla.

Cuando se produce un desperfecto de pequeña importancia, se van formando gases lentamente en forma de burbujas. Estas ascienden por densidad y se van alojando en la parte superior del relé. Frecuentemente, la formación de gases dura muchos días.

La pantalla se encarga de detectar las corrientes violentas de aceite y gas desde la cuba hacia el tanque de expansión, por lo tanto la pantalla no es para fallas incipientes, sino para fallas violentas.

El flotante inferior está simplemente como detector de nivel mínimo de aceite del transformador. El grifo de purga permite extraer el gas de adentro del Buchholz para su posterior análisis. El pulsador de prueba permite realizar una prueba manual del accionamiento del relé.

Además, el relé tiene una ventana de inspección que permite ver si se han formado gases, o inspeccionar el nivel de aceite (ver Fig.10.2.4).

Hasta hace un tiempo (actualmente se suele encontrar alguno en servicio) se utilizaban flotantes del tipo hermético. Ello ocasionaba el inconveniente que si se producía el perforado de alguno de ellos, se corría el serio riesgo de originar el desenganche del transformador. Por ello hoy día se utiliza el sistema de flotante abierto.

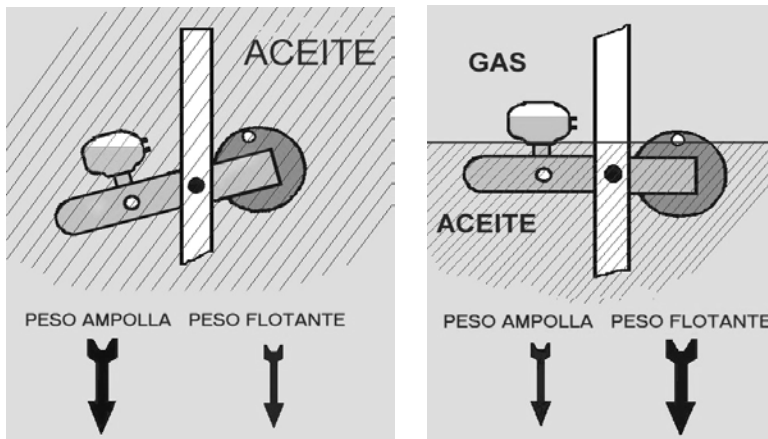


Fig. 10.2.3: Esquema de actuación de las balanzas del relé Buchholz

En un sistema de flotante abierto, y en condiciones normales (sin acumulación de gases en el relé), el medio es homogéneo (adentro y afuera del flotante hay aceite), y el peso de la ampolla de mercurio es superior al flotante, manteniendo la balanza inclinada, no permitiendo cortocircuitar los

contactos de la ampolla con el metal líquido (mercurio), como se observa en la Fig.10.2.3.

Cuando el nivel de aceite es desplazado hacia abajo por acumulación de gas en la parte superior del relé, el flotante abierto se desplaza hacia abajo, siguiendo el nivel del aceite, porque dentro de él queda atrapado aceite, no pudiendo elevarse por encima del nivel del aceite (ver Fig. 10.2.3).

En este caso el peso del flotante es superior al de la ampolla con mercurio, inclinando la balanza a medida que desciende el nivel de aceite, hasta que el mercurio cortocircuita los contactos.

El sistema del pulsador de prueba exterior no ofrece demasiada garantía del buen funcionamiento interno, dado que es un sistema de accionamiento a palancas.

Lo más correcto es inyectarle por el grifo de prueba, aire a presión mediante un compresor. Así se reproduce para el sistema de flotantes superior e inferior, fielmente las condiciones de fallas.

No siempre que produce alarma el relé se debe a fallas internas del transformador dado que en algunas ocasiones puede acumularse aire en la parte superior del relé. Esa acumulación de aire se debe a la presencia de burbujas de aire atrapadas en el interior del transformador durante su llenado o encubado.

En algunos casos se detectó accionamiento del relé Buchholz por aire, varios meses después que el transformador se llenó de aceite.

De modo que, producido el accionamiento del relé y verificado el descenso del nivel del aceite dentro del mismo, se debe determinar si hay presencia de aire o gas inflamable.

Una inspección visual del gas encerrado en el relé nos puede dar una indicación del lugar posible de avería. Si la coloración del gas encerrado es:

- **Incoloro:** Existe desprendimiento de aire de las bobinas y laminación.
- **Blanco:** Existe destrucción interna de papel, fibra, Prespan, Mylar, etc.
- **Amarillo:** Existe destrucción de anclajes de madera.
- **Gris:** Existe degradación de aceite por puntos calientes en laminación.

Para hacer un análisis más detallado, y ante la posibilidad que existan gases combustibles, se recomienda utilizar un analizador de gases.

A veces, no se dispone del analizador, entonces, alternativamente se puede verificar la combustibilidad posible de los gases, empleando un hisopo encendido y nunca un fósforo, pues, la corriente de gas o aire que escapa del relé lo apagaría, sin que nos podamos enterar si el mismo era combustible o no.

Generalmente cuando el transformador tiene una falla, la combustión del gas es de color verdoso, debido a que los gases tienen un alto contenido de acetileno.

Si lo que se produjo es gas, el análisis de los mismos permite pronosticar que tipo de falla se produjo dentro del transformador.

De acuerdo a los nuevos tipos de aislación que van surgiendo, es conveniente que el fabricante del transformador indique los datos del tipo de gas que se puede formar al degradarse.

De acuerdo a la experiencia, y a la bibliografía sobre el tema, se considera lo siguiente:

Si en el análisis de los gases extraídos hay presencia de:

- **Hidrógeno (H₂) y acetileno (C₂H₂)**
Indica que se produjo un arco eléctrico entre partes constructivas a través del aceite, Por ejemplo, mala conexión entre terminales.
- **Hidrógeno (H₂) ; acetileno (C₂H₂) y metano (CH₄).**
Indica que además del arco eléctrico, hay un deterioro de la aislación fenólica (Pertinax; Prespan; Mylar, etc.).
- **Hidrógeno (H₂) ; metano (CH₄) y etileno (C₂H₄).**
Indica puntos calientes en las juntas de los laminados del núcleo por falla de aislación entre los mismos.
- **Hidrógeno (H₂); etileno (C₂H₄); anhídrido carbónico (CO₂) y etano (C₂H₆).**
Indica puntos calientes en el bobinado (el cobre llegó a temperaturas altas y produce deterioro en el bobinado).

Ciertas fallas que se producen en los transformadores inmersos en aceite, causan un deterioro de los materiales aislantes, produciéndose gases debido a la descomposición de los mismos.

Si la falla es seria, el gas se producirá rápidamente y en forma de burbujas. Estas burbujas, como se mencionó, se desplazarán por el aceite hacia la zona superior de la cuba, y continuarán hasta el relé Buchholz haciéndolo operar.

Pero si la falla es pequeña, la evolución del gas es lenta, permitiendo que el gas se disuelva en el aceite y consecuentemente el relé Buchholz no operará.

Así llegamos pues, a la necesidad de tener que realizar un análisis del aceite a fin de detectar la presencia de gases disueltos en el mismo.

De esta manera se podrá determinar la magnitud de la falla y consecuentemente actuar preventivamente antes que la misma sea mas grave. Esto último es lo que se conoce como análisis cromatográfico del aceite, a fin de detectar los gases disueltos en el mismo.

Varios métodos para interpretación de los tipos de fallas han sido propuestos.

La mayoría de ellos están basados sobre las relaciones entre las concentraciones de diferentes gases. En la publicación 599 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) se indican las diferentes relaciones de concentraciones de gases disueltos en el aceite debido a diferentes casos de fallas, y que se resumen en la Tabla 10.2.1 siguiente:

Tabla 10.2.1: Relación de gases disueltos en el aceite

		<u>Acetileno</u>	<u>Metano</u>	<u>Etileno</u>
		Etileno	Hidrógeno	Etano
TIPO DE FALLA		<u>C₂H₂</u>	<u>C₁H₄</u>	<u>C₂H₄</u>
		C ₂ H ₄	H ₂	C ₂ H ₆
1	Sin falla	<0,1	0,1 - 1	<0,1
2	Descargas parciales	<0,1	<0,1	<0,1
3	Descargas de baja energía	>3	0,1 - 1	>3
4	Descargas de alta energía	1 - 3	0,1 - 1	>3
5	Falla térmica <150 grados	<0,1	0,1 - 1	1 - 3
6	Falla térmica 300-700 grados	<0,1	1 - 3	1 - 3
7	Falla térmica > 700 grados	<0,1	>3	>3

Ejemplos de cada uno de los casos precedentes:

1. Envejecimiento normal.
2. Descargas en cavidades llenas de gas debido a incompleta impregnación.
3. Permanentes descargas en el aceite.
4. Interrupción de arco en el aceite.
5. Calentamiento de conductores aislados.
6. Sobrecalentamiento localizado del cobre debido a corrientes parásitas.
7. Sobrecalentamiento total de los arrollamientos.

El análisis cromatográfico ha llegado ser hoy día una muy poderosa herramienta para examinar los gases disueltos en el aceite, producidos en un transformador defectuoso. De esta forma es posible conocer los tipos y cantidades de gases presentes en el aceite, cuya relación da indicios del tipo de falla.

Para interpretar correctamente los resultados, es necesario conocer como se producen los gases.

Cuando una suficiente energía (eléctrica o térmica) es aplicada al aceite, los vínculos entre las moléculas pueden ser rotos, dependiendo del nivel de la energía puesta en juego diferentes vínculos son rotos, formando diferentes tipos de moléculas.

Para descargas parciales en un transformador, la energía es más bien escasa, y no se produce elevación de temperatura.

Usualmente, solo los vínculos entre los átomos de carbono e hidrógeno son interrumpidos. Los átomos de hidrógeno se combinan entre sí formando hidrógeno gaseoso. Puede formarse también metano.

Debido a la energía de la descarga producida, la temperatura también comenzará a elevarse y algunos otros gases de hidrocarburos pueden formarse, aunque el hidrógeno es el primer componente.

Si la energía de la descarga es muy grande, hay arcos eléctricos en el transformador, la temperatura se elevará por encima de los 3000 grados centígrados, todos los vínculos o enlaces existentes en las moléculas de aceite se destruirán.

Cuando la temperatura comienza a decaer, los átomos de hidrógeno y carbono se combinan para formar acetileno e hidrógeno.

Cuando se produce solo una falla térmica en el transformador, por ejemplo un calentamiento localizado (también llamado “punto caliente”), los vínculos o enlaces entre los átomos de carbono son destruidos, y se formarán moléculas de hidrocarburo gaseoso, como por ejemplo, etileno, etano y propano.

Si la falla afecta a materiales aislantes sólidos se formarán óxidos de carbono.

La alta temperatura produce la degradación de la celulosa, no importa como ésta ha sido alcanzada (“punto caliente” o por arco), y consecuentemente la tendencia es a incrementar el porcentaje relativo de monóxido de carbono.

Conviene aclarar, que el tipo de falla puede cambiar con el tiempo, es decir evoluciona, y siempre tiende a agravarse.

Por ejemplo, la energía de una descarga parcial puede producir al principio un pequeño arco con producción de pequeños gases que se disuelven en el aceite, y finalmente derivará en un arco importante, descomposición del aceite y emisión de importante cantidad de gases que parte de ellos se disolverá en el aceite (dependiendo de su saturación), y el resto irá al relé.

El tipo de gas que se produzca también cambiará con al evolución de la falla. Al principio, el gas es mayormente hidrógeno, y después el porcentaje relativo de gases de hidrocarburos crecerá, y finalmente la cantidad de acetileno será mayor.

Todos los gases mencionados anteriormente pueden disolverse en el aceite hasta cierto grado, aunque sus solubilidades son diferentes.

La disolución de los gases en el aceite se ve influenciada por la temperatura del líquido, como se indica en la Tabla 10.2.2 siguiente.

El hidrógeno por ejemplo, no se disuelva fácilmente en el aceite, mientras que el acetileno es rápidamente disuelto en el aceite.

Cuando una burbuja de gas se eleva a través del aceite saturado de aire, los gases se disuelven en el aceite y contrariamente, el aire ingresa a la burbuja. Por lo tanto hay siempre abundancia de aire en el gas presente en los relés Buchholz.

Tabla 10.2.2: Solubilidades de gases en el aceite en cm³/m³ de aceite

GAS		Solubilidad a:	
		20°C	40°C
Hidrógeno	H ₂	6,9	7,2
Metano	CH ₄	31	28
Etano	C ₂ H ₆	288	256
Etileno	C ₂ H ₄	286	262
Acetileno	C ₂ H ₂	405	384
Propano	C ₃ H ₈	1946	1761
Propileno	C ₃ H ₆	1250	1050
Monóxido de Carbono	CO	9	9

Como el transformador “respira”, tomando y expulsando aire en el tanque de expansión debido a la dilatación de los materiales por temperatura, algunos de los gases disueltos son perdidos en el aire. Los gases que tienen dificultad en disolverse son más rápidamente perdidos en el aire. Este fenómeno debe ser tenido en cuenta cuando interpretemos cualquier resultado.

La interpretación de los resultados obtenidos por análisis de gases no es muy fácil. El normal envejecimiento del transformador produce gases, así también como la operación de cualquier conmutador bajo carga.

Por otro lado, como se mencionó, parte de los gases son perdidos debido a los cambios de carga, dando lugar a la “respiración” del transformador.

Antes de interpretar la falla, los contenidos límites de gas considerados normales deben de alguna manera ser definidos. Esto es algo difícil, porque los límites dependen del tipo y construcción del transformador, sus cargas, sus condiciones de servicio, etc.

Por ejemplo, si el transformador tiene un conmutador bajo carga, habrá siempre arcos cuando el mismo opere, y los productos de descomposición producidos por el arco (mayormente acetileno), pueden difundir desde el tanque del conmutador dentro de la cuba del transformador.

En este caso, el límite de porcentaje de acetileno producido debe ser mayor que otro transformador que no tiene regulador bajo carga.

Se deberá hacer un estudio estadístico, teniendo en cuenta la presencia de gases en el aceite (cualitativa y cuantitativamente) de varios transformadores (sanos y con fallas), y sobre la base de ellos, efectuar luego comparaciones.

Si los gases concentrados en el aceite de un transformador son menores que esos límites, el transformador está en condiciones buenas.

Si una o más concentraciones están por encima de esos límites, el transformador debe ser supervisado más frecuentemente. Si la concentración tiende a la formación de burbujas, y especialmente si es intensa, es obvio entonces que hay una falla en el transformador.

Con vistas a que sea útil, la muestra de aceite debe ser tomada muy cuidadosamente, y el contacto con el aire debe ser evitado.

La válvula inferior (fondo de la cuba) es usualmente el mejor punto para realizar el muestreo. Envases de vidrio con tapones plásticos roscados son los mejores recipientes para contener las muestras.

El frecuente muestreo del aceite para análisis de gas es una buena práctica en la supervisión de grandes transformadores (> 170 kV, o > 40 MVA).

Las siguientes frecuencias de muestreo son recomendadas:

- a) Primer muestreo, tres meses después de poner bajo tensión el transformador.
- b) Los siguientes muestreos, a intervalos de alrededor de dos o tres años.

Si resultara una evolución en la indicación del gas, se necesitará una mayor frecuencia (cada dos o tres meses).

Tabla 10.2.3: Límites de contenidos de gas disuelto

GAS	cm³/m³ aceite
Metano (CH ₄)	100
Etileno (C ₂ H ₄)	100
Acetileno (C ₂ H ₂)	30
Etano (C ₂ H ₆)	150
Hidrógeno (H ₂)	100
Monóxido de Carbono (CO)	500

Ejemplo práctico de análisis de gases:

Muestras de aceite de un transformador de 230/118/21 kV fueron analizadas para detectar la presencia de gases. Ello se hizo pensando que había allí presencia de hidrógeno. El nivel de hidrógeno fue entre 1000 y 2000 cm^3/m^3 . El contenido de otros gases en cm^3/m^3 fueron: $\text{CH}_4=250$; $\text{C}_2\text{H}_4=340$; $\text{C}_2\text{H}_2=105$; $\text{C}_2\text{H}_6=100$; $\text{C}_3\text{H}_6=230$; $\text{H}_2=2200$; y $\text{CO}=250$.

Después de desencubar el transformador se observó que allí existían descargas parciales y sobrecalentamiento localizado en el lugar de las descargas.

Hay tablas que recomiendan que, según sea la potencia del transformador, deberá ser el diámetro del conducto de conexión entre el relé y la tapa de la cuba el tanque de expansión.

También se especifica para cada tipo de relé, el volumen y velocidad de los gases necesarios para accionar el disparo.

Eso implica que hay un tamaño del relé Buchholz según la potencia del transformador. La parte inferior del relé puede llegar a operar en 100 milisegundos, pero se le puede tolerar hasta 200 milisegundos.

Para el sistema de la balanza superior (alarma) no se puede considerar un tiempo de actuación, porque la formación de gas es muy lenta. De acuerdo a la potencia del transformador el relé debe tener un diámetro de conducto, volúmenes y velocidades de gases necesarios para su operación, y que se detallan en las siguientes tablas.

Tabla 10.2.4: Volumen de gas necesario para operar por pantalla

		Volumen de gas necesario	
Potencia nominal	Diámetro conducto	Rango	Recomendado
Menor a 1 MVA	2,5 centímetros	100-120 cm^3	110 cm^3
1 a 10 MVA	5,0 centímetros	185-220 cm^3	215 cm^3
Mayor a 10 MVA	7,5 centímetros	215-300 cm^3	250 cm^3

Tabla 10.2.5: Velocidad de los gases para operar por pantalla

		Velocidad del gas necesaria	
Potencia nominal	Diámetro conducto	Rango	Recomendado
Menor a 1 MVA	2,5 centímetros	75-125 $\text{cm}/\text{seg.}$	90 $\text{cm}/\text{seg.}$
1 a 10 MVA	5,0 centímetros	80-135 $\text{cm}/\text{seg.}$	100 $\text{cm}/\text{seg.}$
Mayor a 10 MVA	7,5 centímetros	95-155 $\text{cm}/\text{seg.}$	110 $\text{cm}/\text{seg.}$

Si bien no está normalizado, podemos estimar que el ángulo que debe girar la ampolla de mercurio para accionar es de aproximadamente 15° más el ángulo correspondiente a la inclinación del conducto, el cual como mínimo debe ser de 20° .

Hoy día, los contactos por ampollas de mercurio están siendo reemplazados por mini relés que accionan por proximidad de un campo magnético, tal como los tipos “reed-switch”.

La forma de la parte superior de la cuba (la tapa), no debe permitir que se atrapen gases. Si tuviera forma abovedada, el conducto debería salir del centro de la tapa, porque sino, se quedarían los gases atrapados. Si la tapa es plana, que es el caso más usual, el único recurso posible para darle inclinación a la tapa, es levantar el transformador de un extremo, colocando suplementos sobre sus ruedas del lado del tanque de expansión.

Los relés Buchholz deben tolerar vibraciones máximas sin producir el accionamiento de los mismos. Para una frecuencia de 25 Hz la amplitud de vibraciones máximas sin producir operación debe ser de 2,3 mm. Lo que equivale a una aceleración de 3 g. Para 100 Hz, 0,6 mm lo que equivale a 12 g y con una frecuencia de 150 Hz 0,4 mm de amplitud y una aceleración de 16 g.

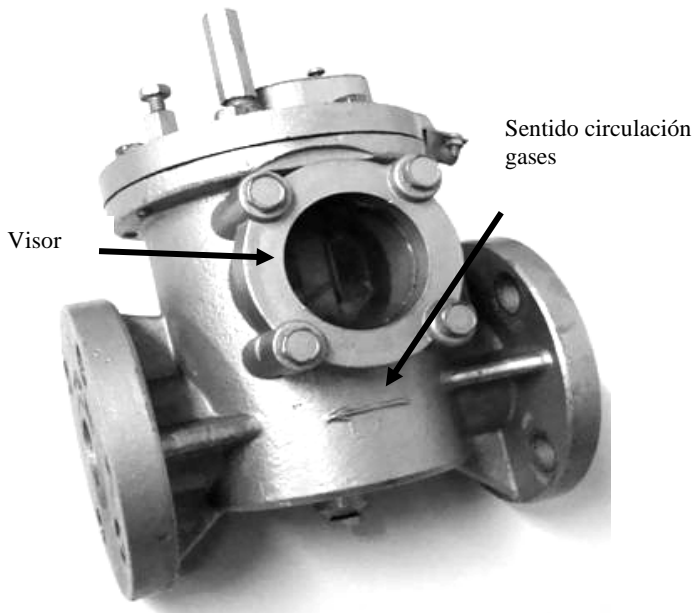


Fig.10.2.4: Cuerpo exterior del relé Buchholz para transformadores menores a 1 MVA.
Gentileza Transformadores Nona Miron S.A.

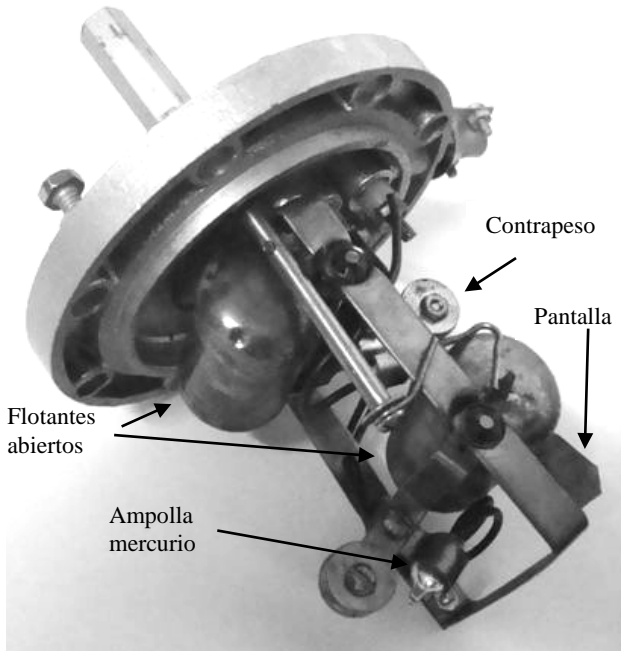
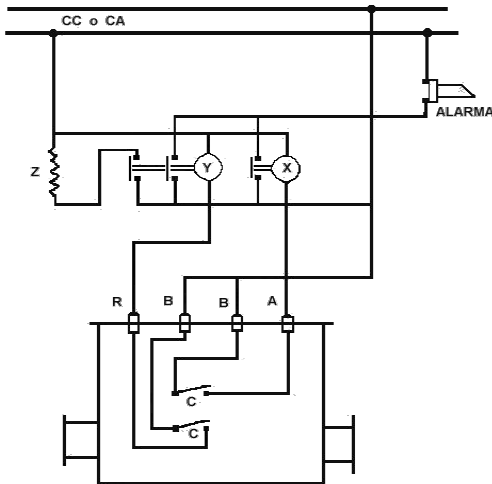


Fig.10.2.5: Detalle de las balanzas del relé Buchholz para Transformadores menores a 1 MVA.
Gentileza Transformadores Nona Miron S.A.

ESQUEMA DE CONEXIONES DEL RELÉ BUCHHOLZ



Referencias:

- C: Contactos de mercurio de señalización y disparo del interruptor.
- X: Relé auxiliar de alarma.
- Y: Relé auxiliar de disparo y alarma.
- Z: Bobina de disparo del interruptor de potencia.

Fig.10.2.6: Esquema de conexiones del relé Buchholz

En algunos casos, como se observa en la Fig.10.2.5, en algunos relés de pequeña potencia, solo tienen dos balanzas, teniendo la inferior además del flotante para actuación del disparo del interruptor por disminución del aceite, una pantalla que actúa la desconexión del transformador ante fallas violentas.

A efectos de una correcta actuación de la pantalla, los elementos internos del relé debe instalarse en forma correcta en el cuerpo exterior del mismo, para lo cual en dicho cuerpo (de fundición de aluminio) se señala con una flecha la dirección del flujo de gases y aceite, como puede observarse en la Fig. 10.2.4.

Se muestra en la Fig. 10.2.6 anterior, el esquema de conexiones del relé, utilizándose la balanza superior como alarma, y la inferior como alarma y disparo del interruptor de media tensión que conecta el transformador.

10.3 - RELÉ BUCHHOLZ PARA EL CONMUTADOR BAJO CARGA

Este relé no tiene el sistema de detección de gases (flotantes) porque continuamente está viendo la producción de gases toda vez que trabaje el conmutador. Por lo tanto, el único dispositivo existente en el mismo para detectar una posible falla, es la pantalla, la cual, de igual forma que en el Buchholz de cuba, accionará ante la formación súbita de un movimiento de aceite. El relé va ubicado en el conducto que une el recipiente de conmutador bajo carga con su recipiente de expansión (desde afuera es un solo tanque, pero con pared interior divisoria: una para el transformador y otro para el conmutador).

Existen transformadores que no disponen de tanque de expansión (de llenado integral), donde las dilataciones son absorbidas por la expansión de los radiadores. En otros transformadores, existe una cámara en la parte superior, de un gas inerte y compresible (como por ejemplo nitrógeno), cuyo objeto es absorber las dilataciones. A estos tipos de transformadores, incluyendo en este grupo los secos, no se le puede aplicar la protección Buchholz.

En su lugar tienen un sistema de protección que consiste en una membrana que ante una falla súbita, la misma se destruye y se liberan los gases.

10.4 - DETECCIÓN DE FALLAS POR MEDIO DEL RELÉ BUCHHOLZ

Un importante complemento del relé tipo Buchholz es el analizador de gases, con este equipo puede llegarse a advertir la presencia de acetileno, y se puede llegar a saber en qué parte del transformador se ha producido un desperfecto.

10.4.1 - El relé Buchholz cierra el circuito de alarma solamente.

El transformador afectado debe ser desconectado lo más rápidamente posible después de conectar un transformador de reserva en servicio. O bien, si estaba en paralelo con otros, puede retirarse si el resto puede hacerse cargo de la carga. Luego de desconectar el transformador, se examinará lo más pronto posible el color y la cantidad de gas acumulados en el relé. La coloración del gas puede dar un indicio del tipo de desperfecto que puede tener el transformador. Después de haber efectuado el análisis químico del gas por medio del analizador, pueden surgir los siguientes casos:

a.- El gas acumulado no es combustible, el analizador de gases no indica presencia de acetileno, es decir la descarga está formada por aire.

Este caso se presenta normalmente al poco tiempo de haberse puesto a la unidad en servicio, cuando las últimas burbujas de aire que aún quedan bajo la tapa o dentro del sistema de circulación escapan. El transformador puede ser vuelto a poner en funcionamiento sin riesgo alguno. Las alarmas dadas por el relé se hacen menos frecuentes y cesan a más tardar transcurridos algunos días. Aunque el ensayo de combustibilidad realizado luego de la primera alarma diera resultado negativo, será de buena práctica repetirlo luego de cada alarma siguiente. También puede descargarse gas no combustible en cantidades reducidas y en transformadores nuevos, si las bobinas son sacudidas severamente por un fuerte cortocircuito que libera las eventuales burbujas de aire que están aún adheridas al devanado.

b.- El gas acumulado es combustible, el analizador de gases indica la presencia de acetileno, es decir se han formado gases de descomposición.

El transformador tiene una falla eléctrica que se encuentra aún en sus etapas iniciales. No debería ser vuelto a conectar sin efectuar una investigación más detallada. No obstante, todavía la falla se encuentra en un estado incipiente, por lo que podría seguir en servicio en caso de

emergencia. Pero ha de tenerse en cuenta el hecho de que en cualquier momento, el relé, podrá desconectarlo. Si reconectado el transformador la alarma vuelve a actuar al cabo de algunos minutos, indica de que la falla ha asumido proporciones tales que, seguir en funcionamiento, tendría por secuela una innecesaria intensificación del daño.

Se recomiendan los siguientes ensayos:

- Prueba en vacío con tensión nominal.

Si en ella se verifica una generación de gases, es muy probable que se esté desarrollando una falla en la laminación del núcleo, en los bulones, o tenga cortocircuitos en los arrollamientos. La alarma también puede ser originada por mal estado del aceite. En todo caso, si el aceite estuviera en buen estado, se deberá inspeccionar, desencubando el transformador a fin de hallar la falla.

- Ensayo de corto circuito hasta llegar a la intensidad nominal:

Si se forma gas, podrá suponerse que existe un falso contacto, o conductores por cortarse en el interior. Deberá inspeccionarse internamente el transformador.

Si ambos ensayos dieran resultados negativos, el transformador podrá ser nuevamente puesto en servicio. Sin embargo deberán disponerse las previsiones necesarias para disponer de una unidad de reserva a su debido tiempo. Si se repitiera la alarma, es aconsejable realizar una inmediata inspección de las protecciones de la red eléctrica y de los gases acumulados.

c.- No hay acumulación de gas, y no se observa aceite en el tanque de expansión.

Este caso se presenta cuando el nivel de aceite es excesivamente bajo y no hay fallas eléctricas internas. Este caso solo se presenta cuando existe una fuga de aceite en radiadores, en la cuba, o en la junta de la tapa de la cuba. Deberá localizarse y repararse la pérdida. Se debe reponer el aceite para compensar las fugas del fluido, hasta el nivel adecuado en el tanque de expansión, el cual es función de la temperatura del transformador.

10.4.2 - El relé Buchholz desconecta sin dar señal de alarma.

Si el relé está correctamente instalado, este caso solamente se producirá con sobrecarga térmica del transformador, operando el relé por pantalla. El transformador no está dañado, y puede ser vuelto a conectar.

No obstante se deberá investigar si la causa del accionamiento del relé (es decir si la sobrecarga térmica del transformador), se debe a una mala regulación de las protecciones. En ese caso, deberá revisarse y en caso de ser necesario, modificar y regular adecuadamente los tiempos de disparo de las protecciones de línea.

10.4.3 - El relé Buchholz cierra el circuito de alarma y desconecta poco tiempo después.

Se deberá conectar inmediatamente un transformador de reserva para sustituir el transformador desconectado. Sería inútil y directamente dañino conectar el transformador afectado para probarlo, ya que los daños existentes solo se agravarán y el disparo invariablemente se produce de inmediato. En este caso también pueden existir tres variantes

a.- El gas formado no es combustible, el analizador de gas no indica presencia de acetileno.

La cantidad de aire liberado es reducida. Esto se refiere al caso ya descrito en el punto anterior, es decir, que el exceso de aire adherido a las bobinas es desprendido por un cortocircuito. No obstante, el disparo no es debido a este aire liberado que solamente acciona la alarma, sino a la sobrecarga térmica causada por el cortocircuito. El transformador puede ser vuelto a conectar una vez que el gas haya sido desalojado del relé.

b.- El gas que escapa es combustible, el analizador de gases indica presencia de acetileno

En este caso se han formado gases de descomposición. El transformador adolece de una falla eléctrica interna totalmente desarrollada, que le hace imposible seguir en servicio.

Por ello es absolutamente necesario inspeccionar internamente el transformador sin intentar conexiones de prueba alguna, las que solo servirán para empeorar el daño.

Si la falla no puede ser descubierta por inspección visual del transformador desmontado de su tanque, será aconsejable llevar a cabo un cuidadoso ensayo a alta tensión en aire con una fuente de poca capacidad.

c.- No hubo formación de gas. El nivel del aceite en el transformador es inadecuado.

Si se verifica que el transformador no pierde aceite, este caso solo se presenta bajo la siguiente condición: El transformador ha estado fuera de servicio durante largo tiempo a baja temperatura ambiente, lo que produjo el descenso del nivel del aceite por debajo del valor admisible (nivel de aceite por debajo la primer balanza, encargada de dar la señal de alarma), y un tiempo después el nivel de aceite desciende por debajo la balanza de pantalla (encargada de dar disparo al interruptor).

Este tipo de problema (porque no es una falla) puede pasar desapercibido, hasta el momento de la puesta en servicio del transformador, ya que en muchas instalaciones eléctricas, es usual desconectar además del transformador, la corriente auxiliar que alimenta la alarma y la bobina de disparo del interruptor de potencia del transformador.

El relé Buchholz por ello, no ha estado en condiciones de indicar la caída del nivel de aceite mediante la alarma, sino que el inconveniente solo es descubierto al tratar infructuosamente de reconectar el transformador (por encontrarse el aceite por debajo de la balanza de disparo del interruptor).

Este problema puede evitarse si se provee de corriente auxiliar al relé Buchholz, también durante las interrupciones largas del servicio, porque en este caso, continúa el relé dando protección durante la salida de servicio del transformador.

10.5 - PROPIEDADES Y DEGRADACION DEL ACEITE

El uso confiable de un aceite mineral aislante en un sistema de aislación depende de ciertas características fundamentales del aceite, que pueden afectar el funcionamiento global del equipo eléctrico.

A fin de asegurar las funciones múltiples de dieléctrico (agente de transferencia de calor y de extintor de arco), el aceite debe poseer ciertas propiedades fundamentales, en particular:

- Una rigidez dieléctrica suficiente para resistir las mayores solicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio.
- Una viscosidad adecuada que no afecte la circulación, ni disminuya la transferencia de calor.
- Un punto de escurrimiento apropiado que asegure la fluidez a bajas temperaturas, susceptibles de existir en el lugar de la instalación.
- Una conveniente estabilidad de la oxidación, a fin de asegurar una larga duración en servicio.

La degradación del aceite mineral en servicio se debe a las condiciones de su uso. En muchos casos, el aceite aislante está en contacto con el aire y queda sometido a las reacciones de oxidación que son aceleradas por las temperaturas elevadas y catalizadas por la presencia de metales y de los compuestos órgano-metálicos.

Se puede producir un cambio de color, una formación de sustancias ácidas y / o la producción de lodos con un estado de oxidación avanzado. Además muchos otros agentes contaminantes como ser agua, partículas sólidas, y productos polares solubles pueden aparecer en el aceite durante el servicio, y en consecuencia, pueden alterarse algunas propiedades dieléctricas del aceite.

La presencia de estos agentes contaminantes y de cualquier otro producto de degradación del aceite, se puede determinar estudiando la modificación de una o varias propiedades.

El deterioro de los materiales constructivos (ejemplo: papel, barnices, etc.), que pueden interferir con el buen funcionamiento del equipo eléctrico y disminuir su vida útil de funcionamiento, pueden también determinarse estudiando las modificaciones de las propiedades del aceite.

10.5.1 - Ensayos de los aceites y su significado

Un gran número de ensayos se pueden aplicar a los aceites de los equipos en servicio. Sin embargo, para determinar si el estado del aceite es el adecuado para continuar en servicio, y para proponer su eventual corrección, se consideran suficientes los ensayos siguientes:

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica permite medir la aptitud de un aceite para resistir las sollicitaciones dieléctricas que se permiten en servicio.

Un aceite seco y limpio se caracteriza por tener una elevada rigidez dieléctrica.

El agua libre y las partículas sólidas (en especial cuando están asociadas con niveles elevados de agua disuelta) tienden a migrar hacia regiones de fuertes sollicitaciones eléctricas y a reducir severamente la rigidez dieléctrica.

Una rigidez dieléctrica elevada, no indica la ausencia de agentes contaminantes.

Contenido de agua

El agua puede provenir del aire atmosférico o bien resultar de la degradación de los materiales aislantes.

Para los contenidos de agua relativamente bajos, el agua permanece en solución y no modifica el aspecto del aceite.

El agua disuelta afecta a las propiedades dieléctricas del aceite.

La solubilidad del agua en el aceite del transformador aumenta en función de la temperatura y del índice de neutralización.

Cuando el contenido de agua supera cierto nivel (valor de saturación), el agua no puede permanecer en solución y aparece libre en forma de turbiedad o de pequeñas gotas de agua en suspensión. Inevitablemente, el agua libre provoca una disminución de la rigidez dieléctrica y de la resistividad del aceite, y un aumento de su factor de disipación dieléctrica ($\text{tg } \delta$)

En un transformador, la cantidad total de agua se reparte entre el papel y el aceite y depende de la cantidad presente de papel. Pequeñas variaciones de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite pero solo levemente el del papel.

Conociendo el contenido de agua de un aceite a una temperatura dada, por medio de los gráficos disponibles en la literatura, es posible estimar la cantidad de agua del papel en las condiciones de equilibrio.

En la Tabla 10.5.1 se recomiendan los valores límites para el contenido de agua en el aceite, considerando que la muestra se toma a las temperaturas normales de servicio (entre 40 °C y 60 °C). Estos valores tienen relación con la cantidad de agua en la aislación celulósica.

Un alto contenido de agua en el aceite acelera la degradación química del papel aislante y hace necesario la aplicación de medidas de corrección.

Índice de neutralización

El índice de neutralización de un aceite es una medida de los componentes o agentes contaminantes ácidos en el aceite.

En un aceite nuevo el valor del índice de neutralización es pequeño pero aumenta como resultado del envejecimiento por oxidación.

Se utiliza como índice general que permite determinar la conveniencia del reemplazo o regeneración del aceite.

En el aceite se neutraliza la acidez mediante el agregado de KOH (hidróxido de potasio), indicándose siempre su cantidad en mg de KOH que hay que agregar a un gramo de aceite (ácido) para neutralizarlo.

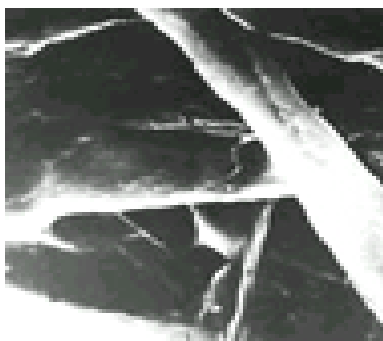
Conforme a la experiencia, luego de haber observado cientos de transformadores quemados, se concluye que por encima de 0,05 mg de KOH/g de aceite es perjudicial para el transformador, ocasionando deterioros en los aislantes que son irreparables.

En particular, al superar la barrera de 0.10 mg de KOH/g de aceite, se generan lodos que comienzan a depositarse sobre el papel disminuyendo la expectativa de vida útil del mismo, aumentando la despolimerización por

contaminación y reduciendo las cualidades mecánicas (y en consecuencia eléctricas) que estos materiales poseen.

La acidez provoca en el aceite un notorio cambio en el color y olor.

En la Fig.10.5.1 siguiente se muestran cuatro fotografías, tomadas por un microscopio electrónico con un aumento de 250 veces, mostrando el papel aislante con diferentes grados de concentración ácida.



Acidez =0,05 mg KOH/g aceite



Acidez =0,10 mg KOH/g aceite



Acidez =0,20 mg KOH/g aceite



Acidez =0,30 mg KOH/g aceite

Fig.10.5.1: Fotografías tomadas con microscopio electrónico de material de celulosa, en aceite, con distinta acidez.
(Gentileza Transformadores NOVA MIRON SA)

En la Fig.10.5.2 siguiente, se observa la coloración de dos muestras de aceite con 0,01 mg KOH/g aceite y 0,15 mg KOH/g aceite.



Fig.10.5.2: Muestras de aceite con distintos grados de acidez.

Sedimentos y lodos precipitables

Este ensayo permite hacer la distinción entre los sedimentos, y los lodos precipitables.

Los materiales sólidos comprenden los productos de degradación o de oxidación insolubles de los materiales aislantes sólidos o líquidos, de fibras de orígenes diversos, de carbón, de óxidos metálicos, etc., que resultan de las condiciones de explotación del equipo. La presencia de partículas sólidas puede reducir la rigidez dieléctrica del aceite, y además pueden limitar los intercambios térmicos, favoreciendo así la continuación de la degradación de la aislación.

Los lodos están constituidos por productos de descomposición, formados por un estado de oxidación avanzado y es una advertencia de su posible acumulación en el fondo de la cuba, pudiendo, si son excesivos, cubrir la parte inferior de los arrollamientos.

Factor de disipación dieléctrica ($\text{tg}\delta$) y / o resistividad volumétrica

Estas características son muy sensibles a la presencia en el aceite de sustancias polares solubles, de productos de envejecimiento o de sustancias coloidales. Sus variaciones se pueden detectar aún cuando la contaminación es tan pequeña, que los métodos químicos no las pueden detectar.

Los límites aceptables para estas características dependen fuertemente del equipamiento eléctrico y su aplicación (tensión de servicio, potencia, etc.). Sin embargo, los valores elevados del factor de disipación modifican el factor de potencia y / o la resistencia de la aislación en los arrollamientos del transformador.

Generalmente existe una relación entre el factor de disipación dieléctrica y la resistividad volumétrica. A temperaturas elevadas, la resistividad volumétrica disminuye a medida que la tangente delta aumenta.

Se puede obtener información útil suplementaria, midiendo la resistividad volumétrica y la tangente delta a la temperatura ambiente y a una temperatura más elevada, como por ejemplo 90 °C. Un resultado satisfactorio obtenido a los 90 °C asociado con un resultado insuficiente obtenido a una temperatura más baja, indica la presencia de agua o de productos de degradación precipitables en frío pero en una concentración generalmente aceptable. Los resultados no satisfactorios obtenidos en ambas temperaturas indican una contaminación más importante y la imposibilidad de reciclar el aceite a un nivel aceptable por filtrado. En la práctica no se deben efectuar los dos ensayos con la misma muestra de aceite.

Tensión interfasial

La tensión interfasial entre el aceite y el agua permite detectar los agentes contaminantes polares solubles y los productos de degradación. Esta característica cambia bastante rápidamente durante las primeras etapas del envejecimiento, pero se estabiliza cuando la degradación es todavía moderada. Por este motivo, los resultados son difíciles de interpretar en términos de mantenimiento del aceite. Sin embargo, se deben seguir analizando con mayor frecuencia los aceites con valores de tensión interfasial próximos al valor límite mínimo.

Contenido de inhibidor (para aceites inhibidos)

Los aceites inhibidos se degradan más lentamente que los aceites no inhibidos, siempre que el inhibidor activo esté presente en el aceite y que éste tenga una respuesta inhibidora.

El grado de protección proporcionado por el inhibidor de oxidación es una función de la composición del aceite de base y de la concentración del inhibidor. La determinación del contenido residual del inhibidor, en un aceite inhibido envejecido en servicio, permite establecer la velocidad de consumo del inhibidor.

Color

El color de un aceite aislante se determina por la luz transmitida y se expresa con un valor numérico obtenido por comparación con una serie de colores normalizados. No es una propiedad importante, pero es bastante útil para una evaluación comparativa. Un índice de color elevado o que evoluciona rápidamente puede indicar una degradación o una contaminación del aceite.

Aspecto

El aspecto del aceite debe ser límpido, puede tener turbidez o la presencia de sedimentos, indicando la presencia de agua libre, de lodos, de carbón, de fibras, de suciedad, etc.

Estabilidad a la oxidación

Para un aceite-inhibidor dado, el período de inducción es generalmente proporcional al contenido de inhibidor activo y dependiente de la presencia de agentes promotores de la oxidación. El ensayo de oxidación para el aceite inhibido nuevo (ver la norma IEC 1125) permite medir fácilmente el período de inducción de un aceite por medio de la determinación de la cantidad de ácidos volátiles formados. Este ensayo, aplicado en un aceite usado, permitirá indicar hasta que punto se ha reducido el período de inducción.

Contenido total de gases

Para la mayoría de las aplicaciones del aceite mineral aislante la determinación del contenido de gas total disuelto, normalmente presenta poca importancia para evaluar el comportamiento del aceite. Sin embargo para ciertos equipos de $U_{max} \geq 300$ kV (U_{max} : tensión máxima del equipamiento) algunas veces se especifica un contenido de gas máximo cuando se llena el aparato o cuando están en servicio.

Punto de inflamación

Un punto de inflamación bajo indica la presencia de sustancias volátiles combustibles en el aceite. La exposición prolongada del aceite a muy altas temperaturas, en condiciones de falla, puede producir suficientes cantidades de hidrocarburos de bajo peso molecular como para causar la disminución del punto de inflamación del aceite.

Punto de escurrimiento

El punto de escurrimiento es una medición de la fluidez del aceite a baja temperatura. No existe evidencia alguna que sugiera que dicha propiedad esté afectada por la degradación del aceite. Distintos puntos de escurrimiento pueden normalmente indicar el origen nafténico o parafínico del aceite.

Densidad

La densidad no es un parámetro esencial para definir la calidad de un aceite, pero puede ser útil para definir el tipo de aceite o para detectar las modificaciones importantes de su composición.

Viscosidad

La viscosidad es un parámetro que interviene en la disipación del calor.

El envejecimiento y la oxidación del aceite tienden a incrementar la viscosidad, pero el efecto no es perceptible a los niveles de degradación considerados en esta guía. Las mediciones de la viscosidad pueden ser útiles para la identificación del tipo de aceite.

Interpretación de ensayos realizados al aceite

Notas sobre la Tabla 10.5.1:

1-En los aceites inhibidos, el índice de neutralización debe ser $< 0,05$. Si es mayor, existe la posibilidad de deterioro acelerado, por la liberación de radicales libres asociados con el inhibidor.

2-La relación del factor de disipación: $(\text{tg } \delta) \text{ a } 90^\circ\text{C} / (\text{tg } \delta) \text{ a } 25^\circ\text{C} > 7$, indica la existencia de contaminantes solubles diferentes del agua.

3-Si resulta aceptable a 90°C e inaceptable a 25°C , esto implica: agua y contaminantes polares en baja concentración

Si resulta inaceptable a 90°C y a 25°C , esto implica: contaminación muy severa.

4-Se determina solamente cuando los valores del índice de neutralización y de la tensión interfacial se encuentran cerca de los límites máximo y mínimo respectivamente, indicados en la columna "dudoso".

5-Se efectúa cuando se sospecha alguna contaminación. El aceite también es considerado inaceptable cuando el valor del punto de inflamación es menor que el especificado para su clase.

Tabla 10.5.1: Aplicación e interpretación de ensayos

PROPIEDAD	CATEGORÍA	PERIODO	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE	OBS.
Rigidez dielectrica kV	O-A-D	6 meses	> 60	50 a 60	<50	-----
	B-E	1 año	> 50	40 a 49	<40	-
	C-F	1 año	> 50	30 a 39	<30	-
	G	1 año	> 40	20 a 29	<20	-
Contenido de agua mg/kg	O-A-D	6 meses	< 10	11 a 15	>15	-----
	B-E	1 año	< 15	16 a 20	>20	-
	C	1 año	< 20	21 a 25	>25	-
	F	1 año	< 25	26 a 30	>30	-
Tensión interfacial N/m	O-A-B-C-D E	1 año	$\geq 35.10^{-5}$	25 a 34.10^{-5}	$< 25.10^{-5}$	----- ----- --
Índice de neutralización mg KOH/g	O-A-B-C-D E	1 año	$\leq 0,05$	0,06 a 0,15	> 0,15	Nota 1
Factor de disipación (tg δ) a 90°C	O-A-B-C-D E	1 año	$< 40.10^{-5}$	41 a 100.10^{-5}	$> 100.10^{-5}$	Nota 2
Factor de disipación (tg δ) a 25°C	O-A-B-C-D E	3 años	10.10^{-5}	11 a 30.10^{-5}	$> 30.10^{-5}$	Nota 3
Contenido de inhibidor g/l	O-A-B-C-D E	1 año	1 a 3	0,5 a 0,9	<0,5	----- -
Resistividad a 90°C	O-A-B-C-D E	1 año	> 10	1 a 10	<1	Nota 3
Resistividad a 25°C	O-A-B-C-D E	3 años	> 200	20 a 200	<20	Nota 3
Sedimentos y lodos precipitables	O-A-B-C-D E	-----	No detectado	-----	Detectado	Nota 4
Punto de inflamación °C	O-A-B-C-D E	-----	Valor original	Hasta 15°C de disminución	Mas 15°C de disminución	Nota 5

10.5.2 – Normas para la realización de los ensayos del aceite

De todos los ensayos posibles a realizar al aceite, algunos de ellos se consideran indispensables para determinar el estado interno del transformador, y otros son complementarios que permiten determinar la conveniencia del reemplazo del aceite.

Se detallan en la Tablas 10.5.2 siguiente las mencionadas Normas internacionales. Asimismo la Norma IRAM 2026 especifica las características que debe cumplir el aceite.

Tabla 10.5.2: Normas de aplicación

ENSAYOS COMPLEMENTARIOS	
Color, aspecto	ASTM D 1500 VDE 0370
Punto de inflamación	ASTM D 93
Punto de escurrimiento	ASTM D 97
Lodos	IEC 60422
Densidad	ASTM D 1298
Viscosidad	ASTM D 445
Tangente delta, factor de disipación dieléctrica	ASTM D 927
Contaminantes sólidos: Método para conteo y tamaño	ISO 4406 / IEC 60970
Residuo carbonoso	ASTM D 189
Cenizas	ASTM D 482

ENSAYOS BÁSICOS	
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1816
Tensión interfacial	ASTM D 2285
Número de neutralización (acidez orgánica).	ASTM D 974
Contenido de inhibidor de oxidación (para aceites inhibidos)	IEC 60666
Contaminación con agua	ASTM D 1533
Gases disueltos	IEC 60567/60599

10.6 - PROCEDIMIENTO PARA LA EXTRACCIÓN DE MUESTRAS DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

10.6.1- Objeto

El objeto de este procedimiento es describir los materiales y las tareas a desarrollar para una correcta y segura extracción de muestras de aceite de refrigeración de los transformadores.

10.6.2- Alcance

Este procedimiento se utiliza en cada Estación Transformadora o de Maniobra donde deben extraerse las muestras

10.6.3- Materiales

- Adaptadores reductores.

- Manguera.
- Trapos que no produzcan pelusa.
- Recipiente para muestra, de vidrio color caramelo
- Jeringa tipo hipodérmica, de vidrio
- Balde o recipiente contenedor.
- Equipo de protección personal, guantes plásticos industriales.
- Embalaje para transporte de muestra
- Herramientas para extracción de tapón (llave tipo francesa)



Fig. 10.6.3: Robinetes para extracción de muestras de aceite

10.6.4- Tareas a desarrollar

1. Preparar la herramienta, el equipo de seguridad personal y elementos consumibles; verificar que estén en buen estado.
2. Colocar un contenedor (balde) debajo de la válvula principal y retirar el tapón de seguridad (asegúrese de que la válvula esté completamente cerrada).
3. Limpiar dentro de la válvula y la rosca con un trozo de tela que no desprenda hilos. Abrir la válvula y dejar salir un poco de aceite para purgar la válvula y la manguera recogéndolos en el recipiente colector. Al terminar la limpieza cerrar nuevamente la válvula-

4. Colocar el adaptador / reductor a la válvula de muestreo y asegurarse que quede bien ajustado. Colocar la manguera al adaptador.
5. Colocar el recipiente de toma de la muestra dentro del recipiente contenedor.
6. Se debe enjuagar el recipiente de vidrio con un poco de refrigerante, un par de veces, agitando y descartando el refrigerante para asegurarse que el botellón quede libre de partículas visibles.
7. Una vez realizada la limpieza del punto anterior, introducir la manguera hasta el fondo del recipiente de toma de la muestra. Abrir la llave e ir llenando el recipiente, evitando la formación de burbujas. Asegurarse de llenar el botellón hasta el tope de su volumen y colocar a continuación la tapa y contratapa correspondiente. No olvidar identificar correctamente el recipiente mediante una tarjeta de identificación.



Fig. 10.6.4: Preparación de la extracción de aceite



Fig. 10.6.5: Extracción de aceite para ensayo cromatográfico

Procedimiento y precauciones a tener en cuenta:

- En equipos de volumen pequeño se debe tener extremo cuidado de no bajar demasiado el nivel de aceite.
- Con la válvula de muestreo abierta deslizar hacia abajo el recipiente de toma de la muestra hasta retirar la manguera y cerrar rápidamente el recipiente.
- Cerrar la válvula de muestreo inmediatamente.
- Las operaciones descritas en los puntos 6 y 7 deben ejecutarse rápidamente y sin interrupción, para evitar que el aceite entre en contacto con la atmósfera.
- Cuando se deben hacer extracciones de muestras para análisis cromatográfico, dado que la misma no debe tener contacto con el aire, se realiza la extracción de la misma, mediante una jeringa del tipo hipodérmica, de vidrio (no utilizar plásticas). Para ello de igual manera que para el recipiente, se debe enjuagar la misma llenándola y vaciándola al menos dos veces o enjuagando cada parte con el refrigerante y luego armándola.
- Se vacía la jeringa empujando el émbolo hasta el final, para llevarla a la posición de llenado.
- Se pincha la manguera y se llena hasta la máxima capacidad de la misma (usualmente 20 cc.). Para ello se debe tirar suavemente hacia fuera, haciéndolo lentamente.

- Obtenida la muestra, se retira la jeringa y colocándola en posición vertical, con la aguja hacia arriba, se extraen las pequeñas burbujas de aire que pudiera contener la muestra.
- Finalmente, pinche la aguja a un tapón de goma sin atravesarlo e identifique la muestra mediante una tarjeta
- Retirar el dispositivo de acople instalado y colocar nuevamente el sello de la válvula del transformador.
- Identificar y etiquetar con los siguientes datos las muestras tomadas:
 - Tipo de transformador.
 - N° de serie del Transformador.
 - Potencia.
 - Tensión nominal.
 - Fecha de extracción.
 - Carga durante la extracción.
 - Clase o tipo de aceite.
 - Temperatura del aceite durante la extracción.
 - Punto donde se extrajo la muestra: parte inferior, central o superior de la cuba.
- El recipiente y/o la jeringa de la muestra tomada debe acondicionarse para evitar que la luz solar afecte la misma.
- Las muestras deben ser colocadas en un embalaje suficientemente seguro para su protección durante el transporte.



Fig. 10.6.6: Método de transporte de las muestras

Capítulo 11

Transformadores monofásicos

11.1 - CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO

La totalidad de los transformadores pequeños, y cuya aplicación se encuentra especialmente en fuentes de alimentación, el núcleo de hierro que se utiliza es exclusivamente del tipo acorazado, con laminación estandarizada, y ventilación por aire convectivo. Pueden construirse transformadores de hasta potencias del orden de 2 kVA.

Para transformadores de mayor potencia, de aplicación en soldadoras eléctricas y cargadores de baterías, se utilizan los núcleos del tipo de ventana, construyéndose el mismo con tiras o flejes de chapa silicio, con ventilación por aire natural o forzado.

En todos los casos la refrigeración es exclusivamente por aire. Los núcleos mencionados se muestran en la figura siguiente:

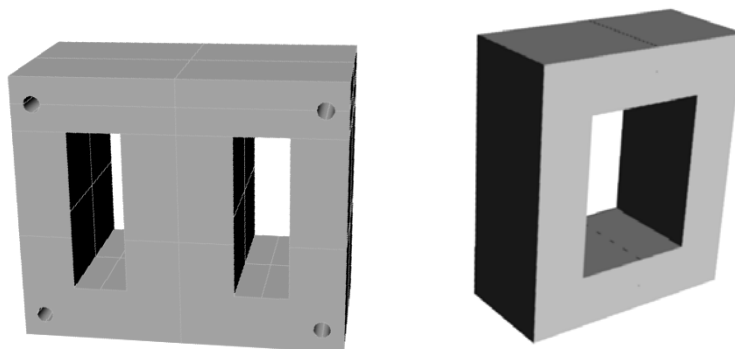


Fig.11.1: Núcleos de laminación para transformadores monofásicos

EL núcleo no es macizo, sino que está formado por chapas de acero silicio (con el 2 a 4% y con espesores de 0,35 o 0,5 mm), superpuestas, y aisladas eléctricamente entre sí por el recubrimiento de la chapa. Para colocarlas y poder ubicar el bobinado terminado alrededor del núcleo, se construyen cortadas, colocando alternadamente una sección U para construir un núcleo del tipo ventana, o “E” para construir un acorazado, junto con laminación cortada en forma de sección “I”.

El tipo de núcleo acorazado es el de menor corriente de vacío. Debido a su diseño, minimiza el flujo disperso y la reactancia de dispersión, logrando con ello tener menores caídas de tensión en carga que un transformador del tipo ventana.

Obsérvese que en el caso del acorazado, el flujo magnético que se produce en la columna central (alrededor de la cual se colocan las bobinas primaria y secundaria), se bifurcan abajo y arriba hacia ambos lados, en

forma simétrica. A efectos de trabajar con igual inducción magnética (B_{max}) en todo el núcleo, la sección de los yugos y columnas laterales deben ser la mitad de la columna central.

11.2 - CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE HIERRO

Determinaremos la expresión para la determinación de la sección de núcleo de hierro necesario para un transformador monofásico de una determinada potencia.

La expresión también puede aplicarse al dimensionamiento aproximado de las columnas de los transformadores trifásicos con muy buena aproximación.

Partiendo de la Ec.(4.2.1.7) vista, y expresando S_n en cm^2 obtenemos:

$$E = 4,44N \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4}$$

La tensión específica (Ee) es la relación entre la tensión y el número de espiras (volts/espira), cuyo valor es igual para el primario y el secundario, con lo cual la ecuación anterior la podemos expresar como:

$$\begin{aligned} Ee &= \frac{E}{N} = 4,44 \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4} \\ (Ee)^2 &= \frac{E}{N} \cdot 4,44 \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4} \end{aligned} \quad (11.2.1)$$

Multiplicando y dividiendo por la corriente:

$$\begin{aligned} (Ee)^2 &= \frac{E \cdot I}{N \cdot I} \cdot 4,44 \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4} \\ (Ee)^2 &= \frac{S_N}{N \cdot I} \cdot 4,44 \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

Donde S_N es la potencia aparente del transformador en VA, y S_n la sección de hierro en cm^2 .

$$\begin{aligned} Ee &= \sqrt{S_N} \cdot \sqrt{\frac{4,44 \cdot f \cdot B_{max} \cdot S_n \cdot 10^{-4}}{N \cdot I}} \\ Ee &= \sqrt{S_N} \cdot A \end{aligned} \quad (11.2.2)$$

Donde

$$A = \sqrt{\frac{4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot S_n \cdot 10^{-4}}{N \cdot I}}$$

De la Ec.11.2.1:

$$S_n = \frac{Ee}{4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot 10^{-4}}$$

Reemplazando la Ec.11.2.2

$$S_n = \frac{\sqrt{S_N} \cdot A}{4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot 10^{-4}}$$

$$S_n = \sqrt{S_N} \cdot \left(\frac{A}{4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot 10^{-4}} \right)$$

El coeficiente A , de acuerdo a ensayos prácticos vale 0,025. Trabajando con una inducción de 1,2T (por no ser laminación de grano orientado), para $f= 50$ Hz, la superficie aproximada de hierro vale:

$$\boxed{S_n \cong \sqrt{S_N}} \quad (11.2.3)$$

Siendo S_n es la sección neta de hierro en cm^2 y S_N la potencia nominal aparente, en VA.

La expresión anterior nos permite determinar en forma rápida y aproximada la sección neta de hierro a utilizar en un transformador monofásico o en la columna de un trifásico, considerando la potencia por columna, utilizando laminación de grano no orientado (inducción de trabajo 1,2 T).

De acuerdo a la experiencia práctica, después de la construcción de varios transformadores, aplicando la Ec.(11.2.3), se observó que la sección de hierro calculada resulta correcta.

11.3 - CÁLCULO DE LOS ARROLLAMIENTOS

Partiendo de la Ec 11.2.1:

$$Ee = \frac{E}{N} = 4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot S_n \cdot 10^{-4} \quad (\text{volts/espira})$$

$$\frac{1}{Ee} = \frac{10^4}{4,44 \cdot f \cdot B_{\max} \cdot S_n} \quad (\text{espiras/volt})$$

Para una inducción de 1,2 T y $f = 50$ Hz, tenemos que:

$$\boxed{\frac{1}{Ee} = \frac{38}{.S_n}} \quad (\text{espiras/volt}) \quad (11.3)$$

Mediante la Ec. (11.3) anterior se pueden calcular el número de espiras de ambos arrollamientos.

Para la determinación de las secciones primarias y secundarias, utilizaremos la potencia aparente (S_N), las tensiones de los arrollamientos y la densidad de corriente, que para transformadores de pequeña potencia suele estimarse entre 3 a 5 A/mm², valor que puede modificarse de acuerdo al régimen de funcionamiento del transformador y a la temperatura límite que alcanzará. La experiencia demuestra que esa densidad de corriente es válida para transformadores de servicio continuo.

11.4 - CONSTRUCCIÓN DE LOS ARROLLAMIENTOS

Hay dos formas típicas de bobinados para transformadores los concéntricos y en galletas o bobinas separadas para primario y secundario.

El núcleo adoptado, con su forma, determina la elección de uno u otro tipo, salvo que se requieran propiedades especiales, como ser baja capacidad distribuida, para uso en telecomunicaciones u otros.

- Bobinado concéntrico: este tipo se usa por lo general cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado y para potencia relativamente pequeñas, hasta 1,5 ó 2 kVA como máximo, utilizando carretes y laminación estandarizada. Para potencias mayores se puede utilizar este tipo de bobinado pero el núcleo es del tipo ventana, debiéndose construir el núcleo con tiras de laminación.
- Bobinado en galletas: este tipo se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo ventana, por lo general para potencias más importantes ($S_N > 2$ kVA).

Por lo general se trata de adoptar bobinados concéntricos a efectos de minimizar el flujo disperso y en consecuencia la corriente de vacío.

En dicho bobinado, los dos bobinados primario y secundario, se disponen uno encima del otro, separados con su correspondiente aislación que por lo general es de prespan.

Cuando uno de los bobinados es de alta tensión (por encima de los 1000 V), el bobinado de baja tensión se ubica en la parte interna, sin dejar espacios entre la bobina y el núcleo. Dicha conformación sirve para los siguientes propósitos:

- Aumenta la distancia dieléctrica entre el bobinado de alta tensión del núcleo.
- Causa mucho menos flujo disperso, como sería el caso cuando los dos bobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo.

Los materiales aislantes para el bobinado, o para colocar entre capas, son: prespan, fibra, micanita, cinta de algodón, mylar, etc., barnizándose los arrollamientos a efectos de aumentar la aislación y darle rigidez mecánica, cuando el transformador esta refrigerado por aire.

Es necesario mencionar que para las tensiones habituales de los transformadores monofásicos, la aislación de los conductores provistos por los fabricantes tiene una aislación de polivinilo lo suficientemente resistentes para no producir descargas entre conductores o a masa.

Lo anterior significa que el transformador puede funcionar correctamente sin necesidad de barnizado, pero debe tenerse presente, que las espiras durante el funcionamiento pueden tener vibraciones o movimiento, producto de las fuerzas electrodinámicas que actúan sobre los mismos, pudiéndose deteriorar la aislación de los mismos por rozamiento.

Por ello la función principal del barnizado es darle rigidez mecánica, además de reforzar la dieléctrica y evitar la vibración de la laminación.

Para transformadores sumergidos en baño de aceite, se utilizan los mismos materiales sin impregnarse; debe evitarse el uso del caucho, pues lo ataca, y tiene efectos nocivos sobre los barnices.

Las piezas separadoras entre arrollamientos, secciones, o entre estas y el núcleo pueden ser de madera, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares (pentinax, etc.). Si se usa madera, no debe interpretarse como que se dispone de aislación, sino solamente de un separador.

En cuanto a los conductores para hacer las bobinas, su tipo depende de la sección, pues hasta 4 o 5 mm² pueden usarse alambre de sección circular, para mayores secciones resulta sumamente difícil moldearlo al carrete de alojamiento (dado que para transformadores pequeños se utilizan columnas exclusivamente de sección cuadrada) y se recurre a utilizar conductores en paralelo o bien cintas planas.

La aislación para los conductores puede ser con doble capa de algodón o con el barniz de fábrica.

Para transformadores que trabajan con tensiones muy bajas y altas corrientes, se suele utilizar alambre de aluminio con doble capa de aislación, con lo que se obtiene una reducción de costos en cobre, a costa de aumentar la dimensión del arrollamiento, y en algunos casos aumento de laminación.

11.5 - CONSTRUCCIÓN DEL NÚCLEO

El factor de apilamiento del Fe se define como el cociente entre el área de la sección recta del hierro y el área de la sección recta de la pila.

Este factor se utiliza cuando la estructura magnética esta constituida por chapas delgadas recortadas en forma adecuada y apretadas entre sí, el volumen de cada una de ellas no es igual al volumen del hierro que realmente conduce el flujo, ya que entre las láminas existen regiones de permeabilidad igual a la del aire, debido a la presencia de irregularidades o grietas en la superficie de las chapas, debido a la delgada capa de barniz aislante aplicado deliberadamente para evitar el contacto entre chapas y reducir las pérdidas por corrientes de Foucault, o debido a rebabas en los cantos de las chapas, originadas al troquelarlas. Esta región conduce muy poco flujo debido a lo relativamente bajo de su permeabilidad; así, para tener en cuenta su efecto disminuyendo el volumen total de hierro, se acostumbra a expresar el área eficaz de la sección neta de hierro como igual al producto del área de la sección del apilado de chapas por el factor de apilamiento.

El factor de apilado, para las calidades actuales de fabricación de la laminación puede considerarse 0,95 para espesores de laminación de 0,35 mm.

Actualmente la laminación y los carretes que alojarán los arrollamientos se encuentran normalizados. En la Fig. 11.5.1, se detallan las medidas de la laminación comercial y en la Tabla 11.5 se indican las dimensiones de la laminación, y carretes plásticos para cada medida de laminación con distintos “apilados” (para permitir cubrir varias potencias con la misma laminación).

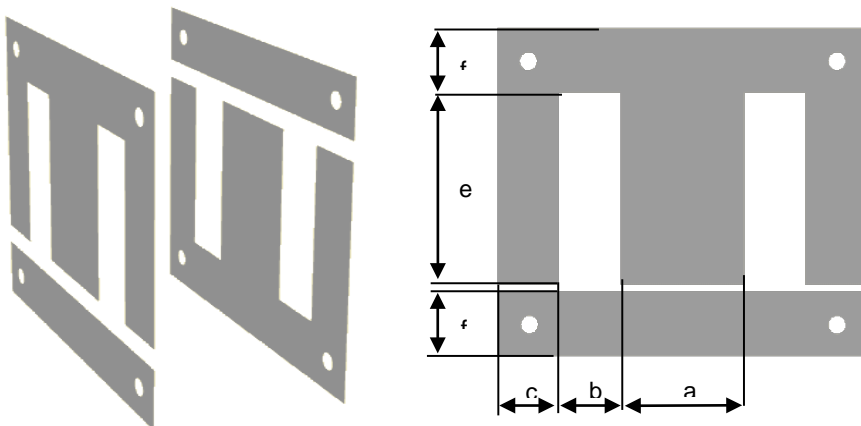


Fig. 11.5.1: Medidas de laminación para transformadores monofásicos acorazados

Tabla 11.5.1: Medidas de laminaciones y carretes normalizados

Lam.	a	b	c	e	f	Peso para sección de columna a ²	Carretes comerciales
N°	mm	mm	mm	mm	mm	kg.	mm
14	3,3	3,5	2	7	2	0,05	3,4x3,4
18	4,8	4,8	2,5	11	2,5	0,01	4,9x5,5
63	6,3	5,3	3	10,4	3	0,02	6,5x6,5
37	9,9	7,75	4,7	19	4,75	0,04	10x10
25	12,5	8	6,5	20	8	0,1	12,5x12,5/17
75	19	9,5	9,5	28,5	9,5	0,3	20x20/26
77	22	12	11	34	12	0,5	22x22/26/30
111	25,4	12,7	12,7	38,1	12,7	0,65	26x26/30/36/44
112	28,6	14,3	14,3	43	14,3	0,95	29x29/33/40/46
125	32	16	16	48	16	1,25	33x33/39/44/54/59
30	33	27	16,5	97	17,5	2,35	33x33
200	33	27	16,5	65	17,5	1,85	33x33/40
100	33	27	16,5	49	17,5	1,65	100x100/112
155	38	19	19	57	19	2,25	28x28/38/43/60
60	40	20	20	60	20	2,55	40x40/50
155E	42	21	21	63	21	3,1	42x42/50/60
150	45	28,5	22,5	117	22,5	5,2	150x150/162
500	64	32	32	96	32	10,5	64x64/80
600	50	25	25	75	25	4,95	50x50/60/80
700	64	32	32	192	32	16,5	64x64
800	82	41	41	123	41	21	82x82
850	85	41	41	246	41	34,5	85x85

Nota 1: En la columna de peso en kg, se entiende el peso total de laminación (chapas E e I) para un ancho de columna “a” y un apilado de laminación también igual a “a”.

Nota 2: En la columna “Carretes comerciales” se indican las medidas interiores de los mismos para lograr el apilado adecuado.

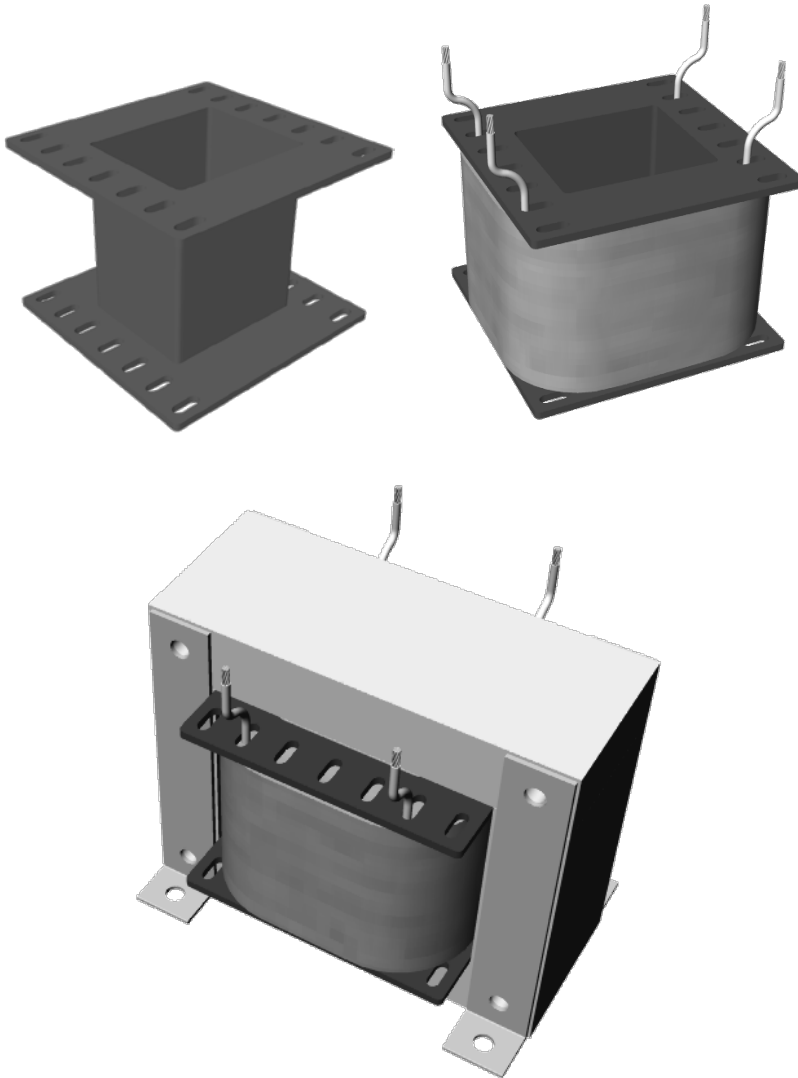


Fig. 11.5.2: Armado del transformador monofásico acorazado

Ejemplo N° 12

Diseñar un transformador monofásico, utilizando laminación normalizada de hierro silicio de las siguientes características:

Potencia nominal: 1,5 kVA

Tensión primaria: 220 V

Tensión secundaria 1: 3 V – 0,9 kVA

Tensión secundaria 2: 150 V - 0,6 kVA

Arrollamientos primarios y secundarios en cobre
Servicio continuo.

Cálculo del núcleo:

La sección neta de hierro S_n será:

$$S_n = \sqrt{S_N}$$

$$S_n = \sqrt{1500VA} = 38,73\text{cm}^2$$

Utilizando el factor de apilado, la sección geométrica de la columna será:

$$S_g = \frac{38,73\text{cm}^2}{0,95} = 40,7\text{cm}^2$$

De la observación de la Tabla 11.5.1 que se presenta a continuación en forma resumida, se aprecia que lograrse esa sección de hierro con distintos perfiles de laminación.

Lam. Nº	a mm	b mm	c mm	e mm	f mm	Peso para sección de columna a ² kg.	Carretes comerciales mm
14	3,3	3,5	2	7	2	0,05	
18	4,8	4,8	2,5	11	2,5	0,01	4x5,5
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
150	45	28,5	22,5	117	22,5	5,2	150x150/162
500	64	32	32	96	32	10,5	64x64/80
600	50	25	25	75	25	4,95	50x50/60/80
700	64	32	32	192	32	16,5	
800	82	41	41	123	41	21	
850	85	41	41	246	41	34,5	

Se seleccionará una laminación que permita tener una sección de hierro cuadrada o levemente rectangular, siendo mayor, (siempre a efectos de disminuir flujos dispersos) el apilado que el ancho (a) del núcleo. Teniendo presente que se requieren como mínimo 40,7 cm² podemos utilizar:

Laminación N° 600 con $a= 5$ cm, con lo cual apilado debe ser 8 cm como mínimo para obtener la sección requerida.

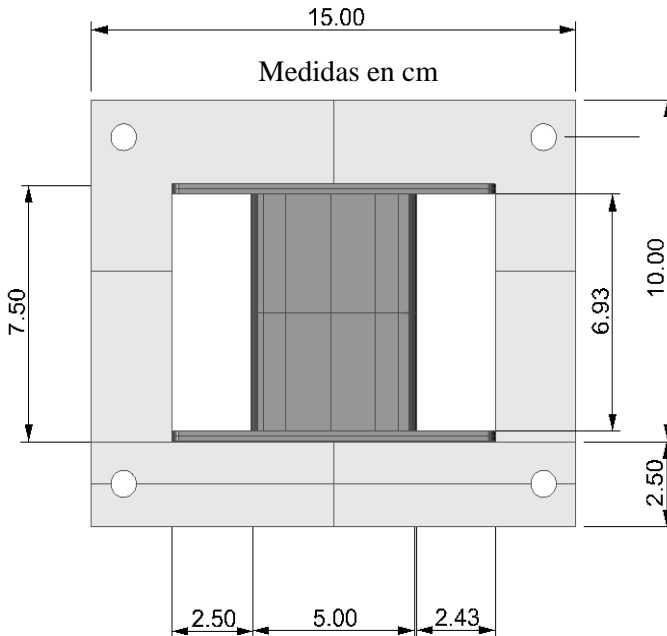
La laminación N° 500 tiene $a= 6,4$ cm con lo cual apilado necesario debe ser 6,4 cm para la sección requerida.

Laminaciones con valores menores de ancho de laminación “a” implica mayor apilado, dificultando la refrigeración del transformador, además de ser mas reducidas las distancias “e” y “b” para ubicación del bobinado.

En contrapartida, laminaciones con valores mayores de “a” permiten apilados de valores menores de “a”, mejorando la ventilación para ubicación del bobinado, pero haciendo un transformador en general más voluminoso, incrementándose el flujo disperso.

En base al criterio anterior buscando un transformador de menores dimensiones y menor caída de tensión, a expensas de mayor temperatura, se adopta laminación N° 600, para la cual se disponen de carretes normalizados que permiten apilados de 5, 6 u 8 cm.

Dado que se requieren como mínimo $40,7 \text{ cm}^2$ será necesario utilizar el carrete de 8 cm de apilado, el cual permite tener una sección de hierro de $S_n = 40 \text{ cm}^2$. Se detalla en la figura siguiente las medidas de la laminación N° 600 y del carrete:



Arrollamiento primario:

La potencia del transformador es de 1500 VA, y el arrollamiento primario transfiere a los dos secundarios esa potencia por medio del circuito magnético. La corriente del primario es:

$$I_1 = \frac{S_N}{V_1} = \frac{1500VA}{220V} = 6,8A$$

A efectos de tener en cuenta el espacio reducido para la ubicación de los tres arrollamientos, y que el funcionamiento de transformador es de servicio continuo, se considera una densidad de corriente de $J = 4,5 \text{ A/mm}^2$, y se requiere una sección del primario de:

$$S_1 = \frac{6,8A}{4,5A/mm^2} = 1,51mm^2$$

Correspondiendo un diámetro de conductor de:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot S_1}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,51}{3,14}} = 1,39mm$$

Indudablemente moldear un conductor de ese diámetro en las aristas a 90 grados del carrete ofrecerá dificultades, además de tener este bobinado un bajo factor de ocupación. Por ello se resuelve utilizar para el primario dos conductores en paralelo de igual sección.

$$d'_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot S_1 / 2}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,51 / 2}{3,14}} = 0,93mm \quad 0,95mm$$

El número de espiras del primario será:

$$\frac{1}{Ee} = \frac{38}{S_n} \text{ espiras/volt}$$

$$\frac{1}{Ee} = \frac{38}{40} e/V = 0,95e/V$$

$$N_1 = 0,95e/V \cdot 220V = 209 \text{ espiras}$$

Es decir, cada una de las 209 espiras primarias estará compuesta por dos conductores de cobre de diámetro 0,95mm:

Arrollamiento secundario 1:

Este arrollamiento entrega una potencia de 0,9 kVA a la tensión de 3 V = V_{21} . Determinaremos el número de espiras de este arrollamiento (N_{21}) mediante la relación de transformación:

$$\frac{N_1}{N_{21}} = \frac{V_1}{V_{21}}$$

$$N_{21} = \frac{N_1 \cdot V_{21}}{V_1} = \frac{209 \cdot 3\text{v}}{220\text{v}} = 2,85 \text{espiras} \approx 3 \text{espiras}$$

Al redondear el número de espiras secundarias en vueltas completas, es necesario recalcular las espiras primarias:

$$N_1 = \frac{V_1 \cdot N_{21}}{V_{21}} = \frac{220\text{v} \cdot 3\text{esp}}{3\text{v}} = 220 \text{espiras}$$

La corriente en este secundario vale:

$$I_{21} = \frac{900\text{VA}}{3\text{V}} = 300\text{A}$$

Utilizando $\Delta=4,5 \text{ A/mm}^2$

$$S_{21} = \frac{300\text{A}}{4,5\text{A/mm}^2} = 66,6 \text{mm}^2$$

Indudablemente para esta elevada sección se debe recurrir a utilizar una pletina o cinta, cuyas medidas se definirán en función de la laminación.

Arrollamiento secundario 2:

Entrega una potencia de 0,6 kVA a una tensión de 150 V. El número de espiras será:

$$N_{22} = \frac{N_1 \cdot V_{22}}{V_1} = \frac{220e \cdot 150v}{220v} = 150 \text{espiras}$$

$$I_{22} = \frac{600VA}{150V} = 4A$$

Considerando $\Delta = 4,5 \text{ A/mm}^2$

$$S_{22} = \frac{4A}{4,5A/mm^2} = 0,89mm^2 \quad 0,9mm^2$$

$$d'_{22} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{22}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,9}{3,14}} = 1,07mm \approx 1,1mm$$

Distribución de los bobinados:

Se observa que el espacio disponible para los arrollamientos es de 6,9 cm de alto por 2,4 cm para el apilado de conductores.

Además que todos los arrollamientos son de baja tensión (<1000 V), por lo cual, cualquier arrollamiento se puede disponer más cerca del núcleo.

Distribución del bobinado primario:

De acuerdo a lo precedente, el arrollamiento primario está constituido por 220 espiras, y cada una de ellas de dos conductores de cobre de 0,95 mm de diámetro cada uno.

$$\text{Conductores / capa}_{\text{primaria}} = \frac{69mm}{0,95mm + 0,2mm(\text{aislación})} = 60 \text{cond.}$$

En cada capa se pueden ubicar 60 conductores, y al tener el arrollamiento conductores en paralelo, permite ubicar 30 espiras por capa, por ello:

$$N^{\circ} \text{capas}_{\text{primarias}} = \frac{220 \text{espiras}}{30 \text{esp / capa}} = 7,3 \text{capas.}$$

Se adopta un conductor de mayor diámetro (1 mm con aislación de 0,1mm) a efectos de ocupar capas completas disminuyendo levemente la densidad de corriente.

Entonces:

$$\text{Conductores / capa}_{\text{primaria}} = \frac{69\text{mm}}{1\text{mm} + 0,2(\text{aislación})} = 57,5\text{cond.}$$

Se adoptan 56 conductores por capa (28 espiras), con lo cual:

$$N^{\circ}\text{capas}_{\text{primarias}} = \frac{220\text{espiras}}{28\text{esp / capa}} = 7,86\text{capas} \approx 8\text{capas}$$

Considerando una aislación entre capas de prestan de 0,15mm la altura del bobinado primario será: 8 capas x 1,2 mm + 7 aislaciones x 0,15 mm = 10,65 mm \approx 11 mm

Distribución del bobinado secundario 2

De acuerdo a lo precedente estará compuesto por 150 espiras, y cada espira de un solo conductor de cobre de 1,1 mm de diámetro, por ello:

$$\text{Espiras / capa}_{\text{secundario.2}} = \frac{69\text{mm}}{1,1 + 0,2(\text{aislación})} = 53\text{espiras}$$

$$N^{\circ}\text{capas}_{\text{secundarias.2}} = \frac{150\text{espiras}}{53\text{esp / capa}} = 2,8\text{capas. } 3\text{capas}$$

La altura del bobinado será: 3 capas x 1,3 mm + 2 aislaciones x 0,15 mm = 4,2 mm.

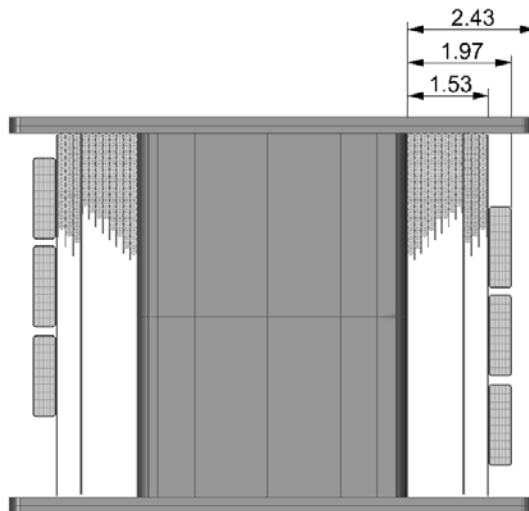
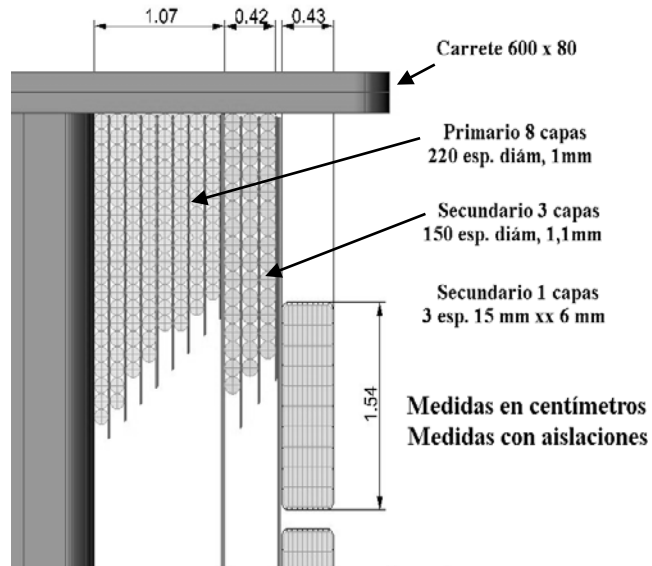
Distribución del bobinado secundario 1

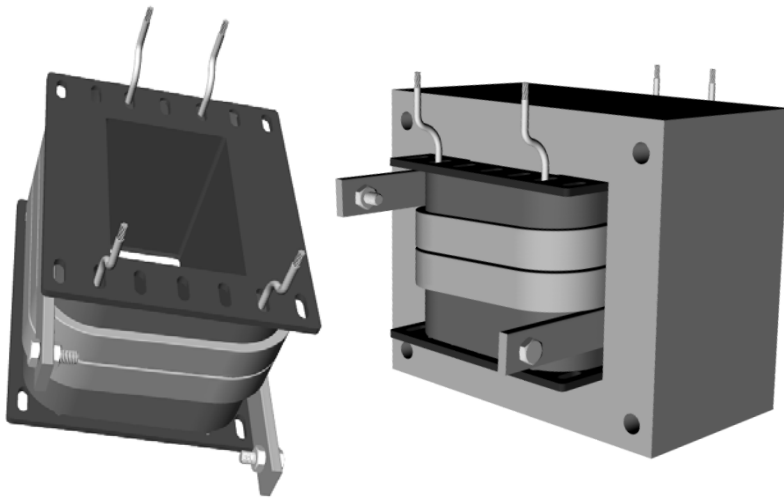
Este bobinado requiere una sección mínima de 66,6 mm² y solo 3 vueltas, disponiéndose de un alto de carrete de 69 mm, por lo cual se adopta planchuela revestida con doble capa de aislación de 15 mm de ancho y 4 mm de espesor (60 mm²) disponiéndose este arrollamiento por encima de los bobinados primario y secundario 2 a efectos de utilizar los mayores radios de curvatura de la planchuela, facilitando su construcción.

Como se observará, se adoptó una sección menor de cobre, con el consiguiente pequeño aumento de la densidad de corriente, que ahora es de 5 A/mm².

A efectos de compensar el aumento de temperatura, como se mencionó, se dispondrá por encima del resto de los arrollamientos, y estará en contacto directo con el aire, facilitando su disipación térmica.

Armado del transformador:





REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CALCULO INDUSTRIAL DE MÁQUINAS ELÉCTRICAS Tomos I y II. Juan Corrales Martín. Universidad Politécnica de Barcelona. Editorial Marcombo de Boixareu. ISBN 84-600-6751-3. Año 1976.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, TEORÍA, CÁLCULO, CONSTRUCCIÓN Y PRUEBAS. Pedro Avelino Pérez. Editorial Reverté ISBN 968-6708-48-0. Año 2001.

ELECTRIC POWER TRANSFORMER ENGINEERING / edited by James H. Harlow. ISBN 0-8493-1704-5.

TRANSFORMADORES Felipe Córcoles López, Joaquim Pedra i Durán Miquel Salichs i Vivancos, Departamentd'Enginyeria Elèctrica E.T.S.E.I. Barcelona Universitat Politècnica de Catalunya.

TEORÍA DE LAS MÁQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA Alexander S. Langsdorf. Editorial Mc.Graw Hill México DF. Año 1977.

APUNTES DE CÁTEDRA. Juan Carlos Stecca, Claudio Oscar Dimenna.

Anexo A

Cálculo de las medidas de escalones de una columna

Se calcula a continuación las medidas de cada escalón que compone una columna de transformador.

Se normalizan las medidas de los escalones considerando una columna cuyo diámetro circunscrito es $D=1$, en cuyo caso podemos poner las medidas de los escalones en función de dicho diámetro, permitiendo escalar dichas medidas, para cualquier diámetro de columna.

Se muestra en la figura siguiente las medidas correspondientes a una columna de cuatro escalones.

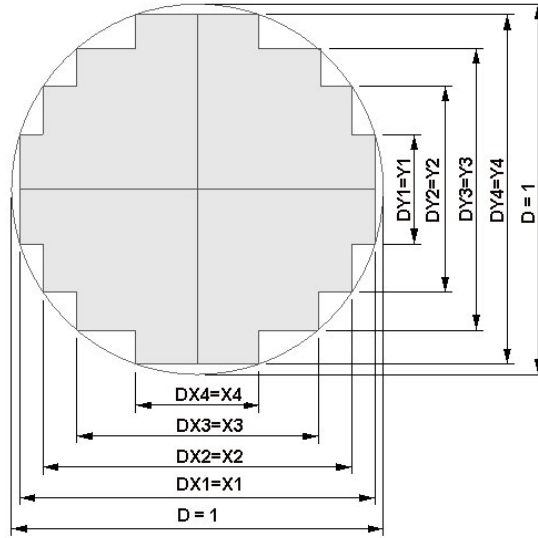


Fig. A.1.1: Medidas de una columna de cuatro escalones

Generalizando, la sección neta geométrica (S_n) de la columna, para “n” cantidad de escalones será:

$$S_n = X_1 \cdot Y_1 + X_2 \cdot (Y_2 - Y_1) + X_3 \cdot (Y_3 - Y_2) + X_4 \cdot (Y_4 - Y_3) + \dots X_n \cdot (Y_n - Y_{n-1})$$

$$S_n = X_1 \cdot Y_1 + X_2 \cdot Y_2 + X_3 \cdot Y_3 + X_4 \cdot Y_4 + \dots + X_n \cdot Y_n - (X_2 \cdot Y_1 + X_3 \cdot Y_2 + X_4 \cdot Y_3 + \dots + X_n \cdot Y_{n-1})$$

Generalizando ecuación anterior podemos expresar la ecuación anterior como:

$$S = \sum_{i=1}^n X_i \cdot Y_i - \sum_{i=1}^n X_{i+1} \cdot Y_i \quad (A1)$$

Para maximizar la ecuación anterior, la derivamos respecto a la variable X_i , teniendo presente los distintos valores que puede adoptar la variable:

$$\text{Para } i = 1 \quad \frac{dS}{dX_1} = Y_1 + X_1 \cdot \frac{dY_1}{dX_1} - X_2 \cdot \frac{dY_1}{dX_1} = 0 \quad (\text{A2})$$

$$\text{Para } 1 < i < n \quad \frac{dS}{dX_i} = Y_i + X_i \cdot \frac{dY_i}{dX_i} - Y_{i-1} - X_{i+1} \cdot \frac{dY_i}{dX_i} = 0 \quad (\text{A3})$$

$$\text{Para } i = n \quad (\text{A4})$$

Comprobación de las derivadas para el caso de una columna de $n = 3$ escalones:

$$S_n = X_1 \cdot Y_1 + X_2 \cdot (Y_2 - Y_1) + X_3 \cdot (Y_3 - Y_2)$$

Retomando las ecuaciones generalizadas (A2,A3 y A4), tenemos que:

$$\text{Para } i = 1 \quad \frac{dS}{dX_1} = Y_1 + X_1 \cdot \frac{dY_1}{dX_1} - X_2 \cdot \frac{dY_1}{dX_1} = 0 \quad (\text{A5})$$

$$\text{Para } i = 2 \quad \frac{dS}{dX_2} = Y_2 + X_2 \cdot \frac{dY_2}{dX_2} - Y_1 - X_3 \cdot \frac{dY_2}{dX_2} = 0 \quad (\text{A6})$$

$$\text{Para } i = 3 \quad \frac{dS}{dX_3} = Y_3 + X_3 \cdot \frac{dY_3}{dX_3} - Y_2 = 0 \quad (\text{A7})$$

$$\text{Además:} \quad Y_i^2 + X_i^2 = 1$$

Diferenciando la ecuación anterior obtenemos:

$$\text{Con lo cual:} \quad \frac{dY_i}{dX_i} = -\frac{X_i}{Y_i}$$

Reemplazando en las Ec (A5), Ec (A6) y Ec (A7):

$$Y_1 + X_1 \cdot \left(\frac{-X_1}{Y_1} \right) - X_2 \cdot \left(\frac{-X_1}{Y_1} \right) = 0 \quad (\text{A8})$$

$$Y_i + X_i \cdot \left(\frac{-X_i}{Y_i} \right) - Y_{i-1} - X_{i+1} \cdot \left(\frac{-X_i}{Y_i} \right) = 0 \quad (\text{A9})$$

$$Y_n + X_n \cdot \left(\frac{-X_n}{Y_n} \right) - Y_{n-1} = 0 \quad (\text{A10})$$

Quedando las ecuaciones anteriores como:

$$Y_i^2 - X_i^2 - Y_{i-1} \cdot Y_i + X_{i-1} \cdot X_i = 0 \quad (\text{A11})$$

$$Y_1^2 - X_1^2 + X_2 \cdot X_1 = 0 \quad (\text{A12})$$

$$Y_n^2 - X_n^2 - Y_{n-1} \cdot Y_n = 0 \quad (\text{A13})$$

De acuerdo a la figura se cumple que:

$$X_1 = Y_n ; \quad X_2 = Y_{n-1} ; \quad X_3 = Y_{n-2} ; \dots\dots\dots ; \quad X_n = Y_1$$

Con lo cual la Ec (A13) queda:

$$Y_1^2 - X_1^2 + X_2 \cdot X_1 = 0$$

Que es igual a la Ec (A11).

Por lo que el sistema queda reducido a las Ec. (A11) y Ec. (A12), junto a la condición $X_i + Y_i = 1$, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$Y_1^2 = 1 - X_1^2 \quad (\text{A14})$$

$$1 = 2X_1^2 - X_1 \cdot X_2 \quad (\text{A15})$$

$$1 = 2X_i^2 - X_{i+1} \cdot X_i + Y_i \cdot Y_{i-1} \quad (\text{A16})$$

Con $i = 1 \dots n$

De las ecuaciones anteriores se desconocen las variables $(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n)$, por lo que para su solución se recurre a un sistema iterativo en donde se adopta un valor inicial de X_1 y se calcula Y_1 con la Ec (14).

Con la Ec (A15) se calcula X_2 , y con la Ec (A14) se calcula Y_2 .

Los sucesivos valores de X e Y se calculan con la Ec (A16), siendo por ejemplo para el escalón siguiente:

$$1 = 2 \cdot X_2^2 - X_3 \cdot X_2 + Y_2 \cdot Y_1$$

De donde se determina X_3 , y con esa variable se halla Y_3 .

Cuando los valores de $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ sean los correctos, se debe cumplir la condición de que $X_1 = Y_n$, se debe verificar que la discrepancia esté por debajo de la tolerancia adoptada, es decir:

$$X_1 - Y_n < \xi.$$

Bajo esta condición ($X_1 = Y_n$), y cuando la cantidad de escalones sea infinita, la superficie geométrica (hierro laminado), ocupará todo el círculo circunscrito, y los perfiles de hierro que prensan la laminación de las columnas con los yugos ejercerán presión sobre una línea.

Además de lo mencionado, en el caso de columnas cuya laminación se encuentre abulonada, es necesario dejar el espacio necesario para las cabezas de los bulones y tuercas, razón por la cual la igualdad anterior no se puede cumplir.

Cuanto mayor es el diámetro circunscrito, mayor apilado de laminación tenemos y mayor será el diámetro de los bulones, y en consecuencia de las cabezas de los mismos y sus tuercas.

En base a lo anterior, se recurre a partir de columnas de cuatro escalones (por considerarse suficiente la distancia Y_3 para alojar cabezas de bulones y apoyo suficiente de los perfiles), a tomar una reducción β (%) en los valores de Y (dirección transversal a los yugos) para todos los escalones.

La nueva restricción será ahora:

$$X_1 - Y'_n < \xi, \quad \text{siendo } Y'_n = Y_n \cdot (100 - \beta) / 100$$

El autor Corrales Martín utiliza distintos valores de β a partir del cuarto escalón, siendo para el mismo el 2%, el 5 % para columnas de 5 escalones y el 10 % para una cantidad grande de escalones pudiéndose considerar de 10 escalones.

Con esa información se procede a graficar estos tres valores y a encontrar su regresión lineal a efectos de encontrar la ecuación que represente la reducción en función de los escalones, observándose que la curva de mejor ajuste es una función logarítmica, como puede verse en la Fig.A.1.2 siguiente.

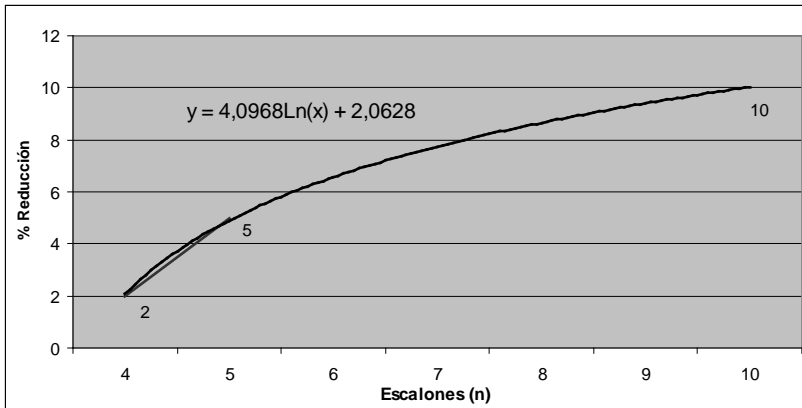


Fig. A.1.2: Reducción de Y_n respecto de X_1

Se muestra a continuación el diagrama de flujo utilizado para el cálculo de los escalones para columnas de hasta 10 escalones, cuyos valores se indican en la Tabla 4.2.2.1.

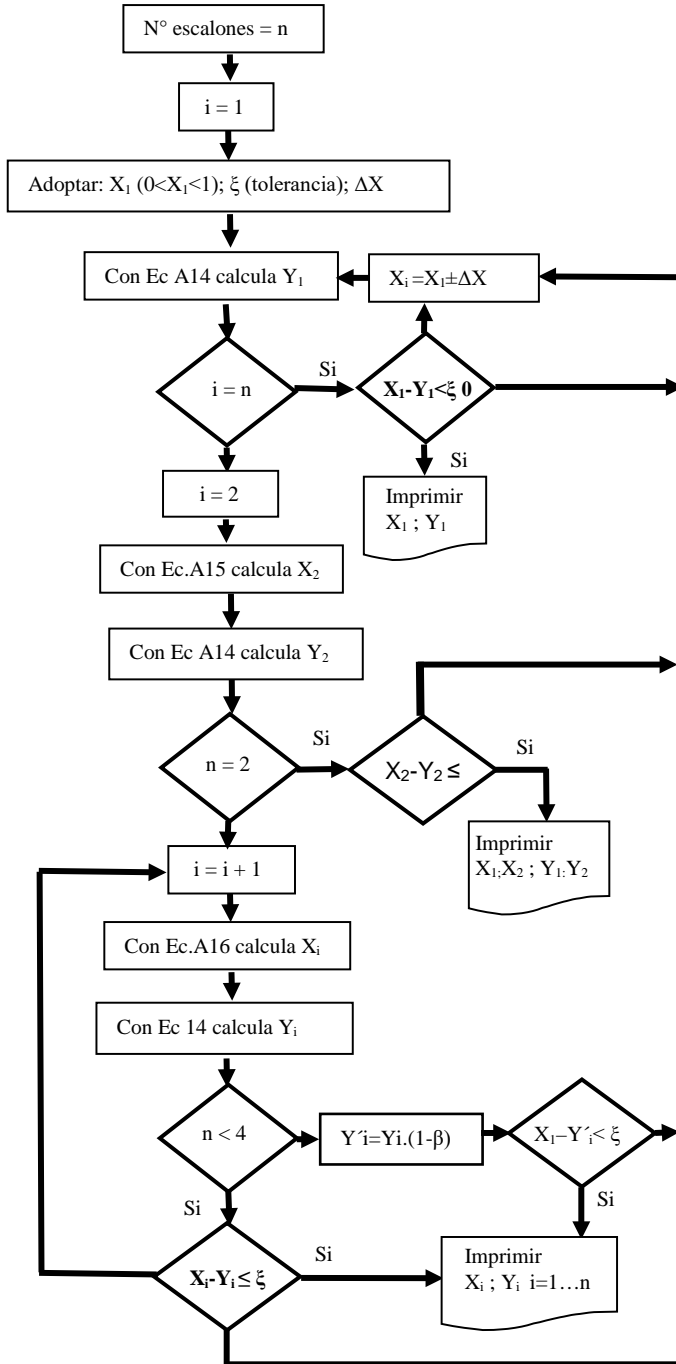


Fig. A.1.3: Diagrama de flujo para el cálculo de las medidas de los escalones

Anexo b

**Cálculo completo de un
transformador de
distribución de 630 kva**

DATOS:

Potencia nominal: 630 [kVA]

Frecuencia: 50 [Hz]

Tensión de entrada: 3x13200 [V] Conexión: triángulo

Tensión de salida: 3x 380 [V] Conexión: estrella

Sin regulación de tensión - Refrigeración: ONAN

Cálculo preliminar del núcleo

En el Ejercicio Nro.1 de páginas 58 a 61 se hace el cálculo del circuito magnético para un transformador de 630 kVA, del que extraemos los siguientes valores, para las medidas preliminares del núcleo:

Diámetro circunscripto a la columna $D = 20$ cm

Perfil de columna: 5 escalones, $k_0=0,655$

Carga lineal $q = 370$ AV/cm

Inducción máxima $B_{max} = 1,7$ T

Largo columna $L = 58$ cm

Ancho de ventana $a = 17$ cm

Número de espiras

Para la determinación del número de espiras de los arrollamientos, es de aplicación la Ec.4.2.1.1.4, de la cual se deduce el número de espiras:

$$N = \frac{E \cdot 2250}{f \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2}$$

Siendo para el arrollamiento de baja tensión:

$$N_2 = \frac{E_2 \cdot 2250}{f \cdot B_{max} \cdot k_0 \cdot D^2} = \frac{220 \cdot 100 \cdot 22,5}{50 \cdot 1,7 \cdot 0,655 \cdot 20^2} = 22,2 \approx 22 \text{ espiras}$$

Mediante la relación de transformación se determina el número de espiras primaria: $N_1/N_2 = V_1/V_2$

$$N_1 = \frac{N_2 \cdot V_1}{V_2} = \frac{22 \cdot 13200}{220} = 1320 \text{ espiras}$$

Corrientes

$$S = \sqrt{3} \cdot V_{línea} \cdot I_{línea}$$

$$I_{1línea} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 13200V} = 27,6A$$

Dado que el primario se encuentra conectado en triángulo, la corriente por el arrollamiento primario será:

$$I_{1fase} = \frac{I_{línea}}{\sqrt{3}} = 16A$$

La corriente por el secundario conectado en estrella será:

$$I_{2línea} = I_{2fase} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 380V} = 958A$$

La densidad de corriente, de acuerdo a la Fig. 6.6, se adopta en un valor de $J = 3,2A/mm^2$, para transformadores refrigerados con aceite, por ello la sección de los conductores será:

$$S_1 = \frac{I_1}{J} = \frac{16A}{3,2A/mm^2} = 5.mm^2 \quad S_2 = \frac{I_2}{J} = \frac{958A}{3,2A/mm^2} = 300.mm^2$$

Arrollamiento secundario

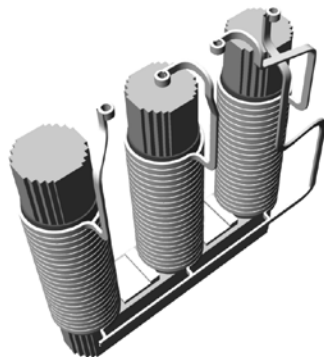
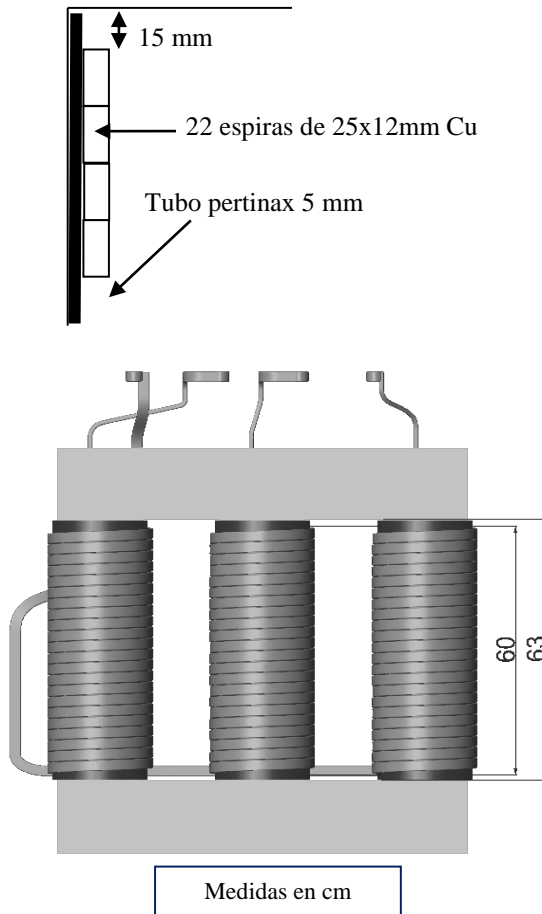
Se necesita una sección de 300 mm², por ello se adopta para el secundario colocar una sola capa de pletina 25x12 mm (300 mm²).

Si bien se calculó un largo de columna L=58 cm, el desarrollo de la hélice de una sección importante (300 mm²), ofrecerá dificultades y ocupará mayor espacio, además, con un arrollamiento ideal, en cuanto a disposición de las espiras (en contacto lateral entre ellas, y sin aislación) las 22 espiras de 25 mm de ancho, ocupará un alto 55 cm de la columna.

Considerando una aislación de doble capa de algodón solapada a mitad (0,6 mm), cada pletina ocupará 26,2 mm, y en total 58 cm, ocupando las 22 espiras aproximadamente 60 cm (medida h_2), atendiendo a imperfecciones en el desarrollo de la hélice.

En función de lo anterior se aumenta el largo de la columna, adoptando L=63 cm, dejando 1,5 cm de aislación contra los yugos, medida

superior a la aconsejada en la Fig.7.3.4 (para arrollamientos con tensiones de fase $< 1\text{kV} = 10\text{ mm}$).



El alto total del arrollamiento de BT, considerando desde el diámetro circunscrito a la columna es:

b_2 (alto BT) = 5 mm (tubo pertinax) + 12 mm (pletina) + 1,2 mm (aislación pletina) = 18,2 mm = aprox. 19 mm = 1,9 cm

La espira media tiene un diámetro de: $D + b = 20 + 1,9$ cm = aprox. 22 cm

La longitud de la espira media de BT es: $\pi \cdot D_{BT} = 3,14 \cdot 22$ cm = 69 cm

La longitud total del arrollamiento secundario de una fase es 22 esp. x 69 cm/esp. = 1518 cm = 15,2 m. La longitud de las tres fases es 45,6 m.

La carga lineal para este arrollamiento es:

$$q_2 = \frac{N_{a2} \cdot I_2}{h_{a2}} = \frac{22\text{esp} \cdot 958A}{60} = 351.AV / cm$$

$$q_2 \cdot J = 351Av / cm \cdot 3,2A / mm^2 = 1123$$

La relación $b_2 / h_2 = 19 / 600 = 0,032$, correspondiendo una sobreelevación de temperatura de aproximadamente 12 °C (según la Tabla. 6.5.1), valor considerado aceptable.

La resistencia total del secundario (de las tres fases) a (20°C) será:

$$R_{2(20^\circ C)} = 3 \cdot \frac{\rho_{Cu(20^\circ C)} \cdot l_{bobina}}{S_2} = 3 \cdot \frac{0,0175 \frac{\Omega mm^2}{m} \cdot 15,2m}{300mm^2} = 0,00266\Omega$$

Considerando la sobreelevación de temperatura de 12 grados sobre máxima posible ambiente (40 °C), la resistencia, a la máxima temperatura de funcionamiento (52 °C) es:

$$R_{2(52^\circ C)} = R_{2(20^\circ C)} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta t) = 0,00266\Omega \cdot (1 + \frac{0,00393}{^\circ C} \cdot 32^\circ C) = 0,00299\Omega$$

La pérdida en el cobre a la temperatura de funcionamiento para este arrollamiento será:

$$P_{2(52^\circ C)} = R_{2(52^\circ C)} \cdot I_2^2 = 0,00299\Omega \cdot (958A)^2 = 2744W$$

Arrollamiento primario

El arrollamiento primario tiene 1320 espiras de sección 5 mm², correspondiendo un diámetro de conductor, de 2,52 mm de diámetro.

Se adopta el valor normalizado de 2,6 mm de cobre ($5,3 \text{ mm}^2$), correspondiendo un diámetro total de 2,8 mm con aislación de poliuretano de 0,1 mm.

Como la tensión es de 13,2 KV, y bobinas contiguas no deben tener más de 2000 V /bobina en forma aproximada, se adoptan 6 galletas o bobinas para el arrollamiento de AT, dejando una separación de 10 mm entre bobinas para permitir la circulación del aceite y lograr la aislación adecuada, valor superior a lo establecido en la Fig. 7.3.1 ($\geq 4 \text{ mm}$). Dicha separación se logrará con tacos de madera o baquelita.

Cada bobina tendrá: 1320 espiras totales/ 6 bobinas= 220 espiras.
Los volt/espiras serán 13200V/ 1320 espiras = 10 V/espira

Cada bobina tendrá una tensión máxima de $220 \times 10 \text{ V/e} = 2200 \text{ V}$ que se considera adecuado, en función de la separación entre bobinas.

Las bobinas deberán estar separadas de los yugos 25 mm, de acuerdo a medidas aconsejadas en la Fig. 7.3.2, pero se adopta 50 mm de separación como medida precautoria.

El espacio disponible para ubicar las 6 bobinas de AT será = largo columna – 5 separadores entre bobinas de 10 mm – 2 aislaciones a yugos de 50 mm.

Espacio 6 bobinas = $63 \text{ cm} - 5 \text{ cm} - 10 \text{ cm} = 48 \text{ cm}$

El espacio que ocupará cada bobina será $h_1 = 48/6 = 8 \text{ cm}$

Espiras/capa = $80 \text{ mm} / 2,8 \text{ mm} = 28,5$, se adopta 28 espiras por capa.

Nº de capas = espiras de la bobina / esp/capa = $220/28 = 7,8 = 8 \text{ capas}$

Cada 2 capas se dispondrá prespan corrugado de 5 mm y en el resto de las capas una aislación de prestan de 0,25 mm.

Se termina la bobina con un encintado de cinta de algodón sin solapar y con paso doble a efectos de permitir la circulación del aceite.

La altura radial (apilado) de la bobina de AT medida desde el arrollamiento de BT, teniendo en cuenta la separación recomendada por la Fig.7.3.2 (entre BT y AT 15 mm), será:

b_1 (apilado AT) = canal aceite 15 mm + tubo pertinax 5 mm + 8 capas de conductor de 2,8 mm + 3 aislaciones de prestan corrugado de 5mm + 4

aislaciones de prespan de 0,25 mm + cinta algodón exterior de bobina e imperfecciones del bobinado 1 mm.

b_l (apilado AT) = 15 mm + 5 mm + 22,4 mm + 15 mm + 1 mm + 1 mm = aproximadamente a 60 mm

El diámetro de la espira media del bobinado de AT es: $D_{AT} = D + 2 \times b$ (alto BT) + b (alto AT) = 20 cm + 2 . 1,9 cm + 6 cm = 29,8 cm

La longitud de la espira media de AT es: $\pi \cdot D_{AT} = 93,6$ cm

La longitud total del conductor de AT para las tres fases es:

93,6 cm/espira . 3 fases. 1320 espiras/fase = 370656 cm = 3706 m.

La carga lineal primaria, considerando las medidas de una bobina o galleta será:

$$q_1 = \frac{N_{b1} \cdot I_l}{h_{b1}} = \frac{220\text{esp} \cdot 16A}{8\text{cm}} = 440AV / \text{cm}$$

$$q_1 \cdot J = 440AV / \text{cm} \cdot 3,2A / \text{mm}^2 = 1408$$

La relación de las dimensiones de la bobina es: $b_l / h_l = 60 / 80 = 0,75$, correspondiendo, para esos valores una sobreelevación de temperatura de aproximadamente 12 grados centígrados, según la Tabla. 6.5.1, valor considerado aceptable.

La resistencia del arrollamiento (de las 3 fases) a 20 grados centígrados es:

$$R_{AT(20 \text{ grados})} = \rho \cdot l_{\text{total AT}} / S_{AT} = 0,0175 \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \cdot 3706 \text{ m} / 5,3 \text{ mm}^2 = 12,2 \Omega$$

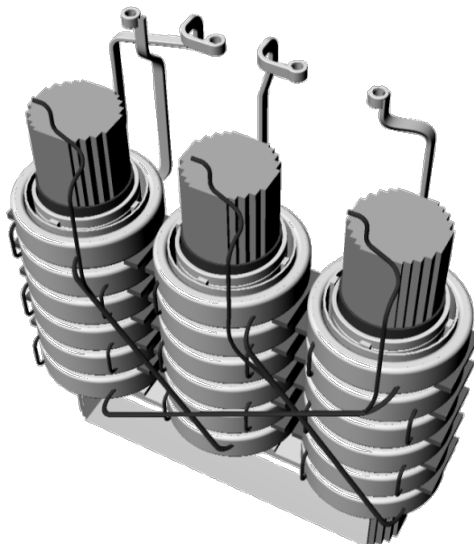
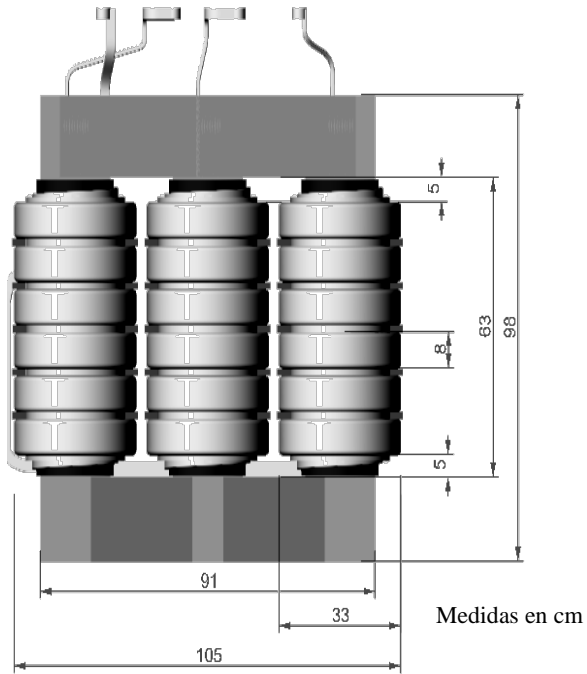
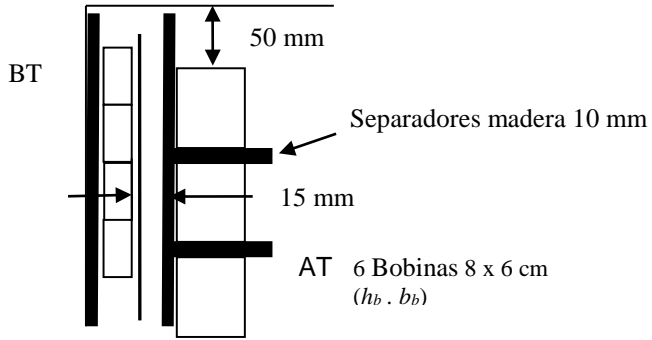
La resistencia a la temperatura de funcionamiento del arrollamiento (52 grados centígrados), para un $\Delta T = 32$ grados centígrados es:

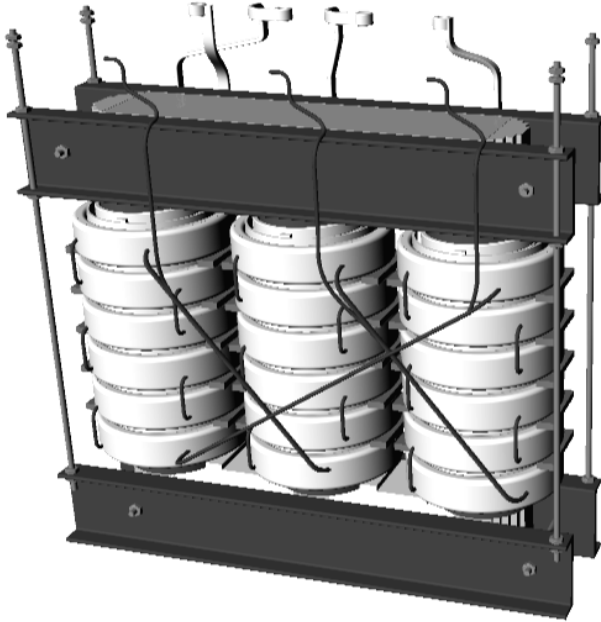
$$R_{AT(52 \text{ grados})} = R_{AT(20 \text{ grados})} (1 + \alpha \Delta T) = 12,2 \cdot (1 + 0,00393/C \cdot 32 \text{ C}) = 13,7 \Omega$$

La pérdida en el cobre para este arrollamiento de AT será:

$$P_{\text{cuAT}} = R_{AT} \cdot I^2 = 13,7 \Omega \cdot (16 \text{ A})^2 = 3507 \text{ W.}$$

De acuerdo a lo anterior, la disposición del primario es como se indica a continuación:





Pérdidas y rendimiento del transformador

$$P_{\text{TotalesCu}} = P_{1\text{Cu}} + P_{2\text{Cu}} = 3507 \text{ W} + 2744 \text{ W} = 6251 \text{ W}$$

Para la determinación de las pérdidas en el hierro es necesario hallar previamente el volumen total de hierro del núcleo, para lo cual:

$$V_{\text{col}} = 3 \cdot \text{Sección neta columna } (S_n) \cdot \text{largo de la columna } (L)$$

De acuerdo a la Ec. 4.2.1.13, la sección neta de hierro es $D^2 \cdot k_o$, con lo cual:

$$V_{\text{col}} = 3 \cdot k_o \cdot D^2 \cdot L = 3 \cdot 0,65 \cdot (20 \text{ cm})^2 \cdot 60 \text{ cm} = 46800 \text{ cm}^3$$

$$\text{Volumen aprox. de los yugos, de sección cuadrada} = 2 \cdot D^2 \cdot L_y = 2 \cdot (20 \text{ cm})^2 \cdot 91 \text{ cm} = 72800 \text{ cm}^3$$

$$\text{El volumen de hierro total es} = 46800 \text{ cm}^3 + 72800 \text{ cm}^3 = 119600 \text{ cm}^3 = 119,6 \text{ dm}^3$$

$$\text{Peso de hierro} = \text{Volumen} \cdot \text{peso esp.} = 119,6 \text{ dm}^3 \cdot 7,8 \text{ kg/dm}^3 = 933 \text{ kg.}$$

Utilizando laminación de grano orientado M6 – 0,35 mm, de acuerdo a la Fig.2.11.4, para una inducción de 1,7 T, tiene una pérdida de 1,3 W/kg.

La pérdida total en el núcleo de hierro es: 1,3 W/kg · 933 kg = 1213 W

Las pérdidas totales (cobre + hierro) son: 6251 W + 1213 W

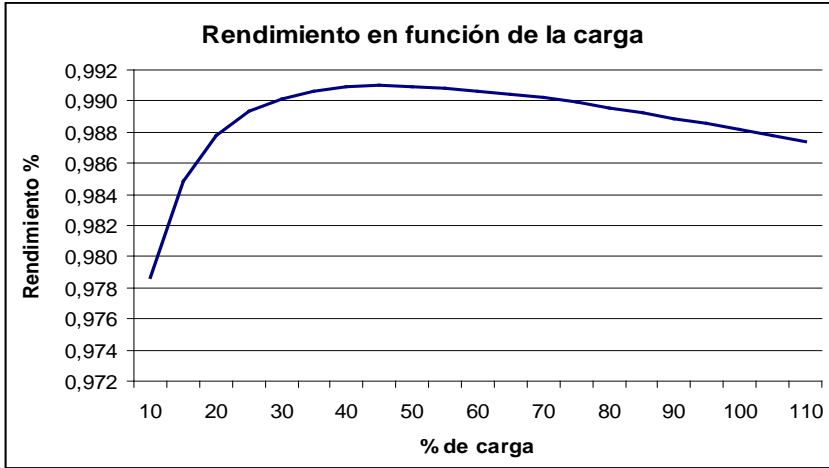
El rendimiento, es:

$$\eta = \frac{\text{Potencia}_{\text{salida}}}{\text{Potencia}_{\text{entrada}}} = \frac{630000W}{(630000 + 6251 + 1213)W} = 0,988$$

Por lo tanto el rendimiento del transformador es aproximadamente del 99 %, cuando funcione a plena carga.

En la tabla siguiente se calcula el rendimiento en función del estado de carga del transformador.

Carga %	Pot	Pfe	PcuAT	PcuBT	Ptotal	Rendim
10	63000	1312	35	27	1374	97.8650
15	94500	1312	79	61	1452	98.4863
20	126000	1312	140	109	1562	98.7758
25	157500	1312	219	171	1702	98.9309
30	189000	1312	316	246	1874	99.0184
35	220500	1312	430	335	2076	99.0671
40	252000	1312	561	437	2310	99.0915
45	283500	1312	710	553	2576	99.0997
50	315000	1312	877	683	2872	99.0965
55	346500	1312	1061	827	3200	99.0850
60	378000	1312	1263	984	3558	99.0674
65	409500	1312	1482	1155	3948	99.0450
70	441000	1312	1719	1339	4370	99.0189
75	472500	1312	1973	1537	4822	98.9898
80	504000	1312	2245	1749	5306	98.9582
85	535500	1312	2534	1975	5821	98.9248
90	567000	1312	2841	2214	6367	98.8896
95	598500	1312	3165	2467	6944	98.8531
100	630000	1312	3507	2733	7552	98.8154
105	661500	1312	3867	3013	8192	98.7768
110	693000	1312	4244	3307	8863	98.7373



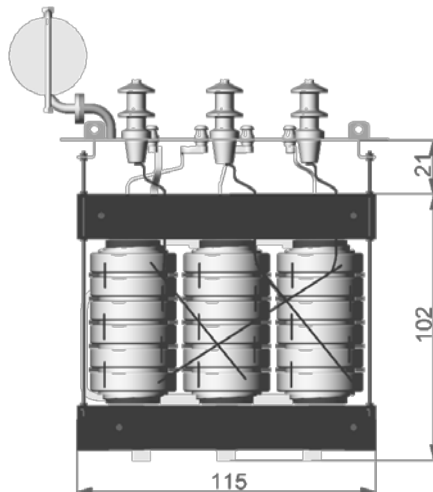
Cuba

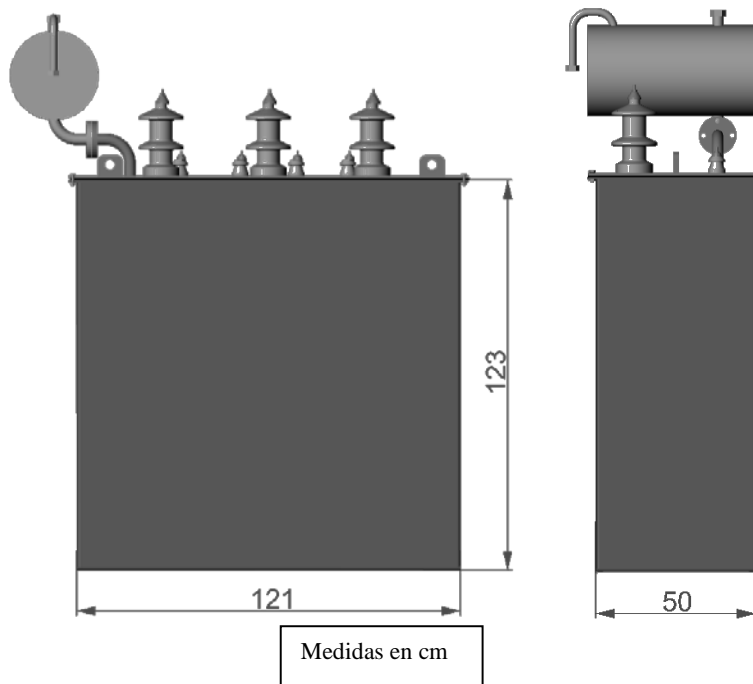
De acuerdo a las figuras anteriores se aprecia que el transformador (núcleo y arrollamientos) tienen las siguientes dimensiones: ancho 105 cm, alto 98 cm y 33 cm de profundidad, es decir que en planta se puede ubicar en planta en un rectángulo de 105 x 33 cm.

A efectos de dimensionar la cuba, se tiene en cuenta las medidas de seguridad fijadas en la Fig. 7.3.6, que para una tensión de 13,2 kV es de 30 mm como mínimo.

Por razones constructivas, debido al largo de los perfiles que sujetan los yugos (105 cm), (de acuerdo a las figuras siguientes), se adopta para el largo de la cuba 121 cm, dejando 3 cm a cada lado.

De igual manera, para el ancho de La cuba, atendiendo al espacio necesario para el pasaje de los conductores de BT y AT hacia los aisladores, se adopta 50 cm.





En planta, la cuba medirá en planta 121 cm x 50 cm, y la altura, considerando los tacos de madera de separación del yugo del fondo y una distancia de 21 cm por encima del yugo superior para conexonado, será de 123 cm

La superficie lateral mínima necesaria de la cuba será, de acuerdo a la Ec. 9.2, considerando las pérdidas totales y admitiendo un calentamiento medio de la cuba de 50 grados centígrados (de acuerdo a la Ec 9.2)

$$Sup_{cuba} = \frac{P_{Totales}}{13,4 \cdot \theta_{cuba}} = \frac{7563W}{13,4 \cdot 50^{\circ} C} = 11,2.m^2$$

La superficie real de la cuba calculada es $2 \cdot (1,21m \cdot 1,23m + 0,5m \cdot 1,23m) = 4,2 m^2$, por lo que resulta necesario colocar elementos disipadores adicionales,

Se deben disipar 7563 W en total. Se opta por colocar aletas, y de acuerdo a la Tabla 9.3.1, se adoptan aletas del tipo 5, que tienen una profundidad de $a = 200$ mm, y se considera un largo de aleta de 100 mm, dado que la cuba tiene un alto total de 123 mm.

Dichas aletas tienen un paso de $b = 60$ mm, y una superficie de disipación de $0,437 m^2/m$ lineal, es decir cada aleta (por tener 1m de largo) tiene una superficie de disipación de $0,437 m^2/aleta$.

La cara mas larga de la base de la cuba mide 1210 mm, por lo cual admite: $1210 \text{ mm}/60 \text{ mm/aleta} = 20,2$ aletas. Se adoptan 18 aletas por cara.

La cara mas corta de la base de la cuba mide 500 mm, por lo cual admite $500\text{mm}/ 60 \text{ mm/aleta} = 8,3$ aletas. Se adopta 7 aletas por cara.

Con esa distribución se cuenta en total con 50 aletas de 1 m de largo.

La superficie total de las aletas es: $50 \text{ aletas} \cdot 0,437 \text{ m}^2/\text{aleta} = 21,8 \text{ m}^2$.

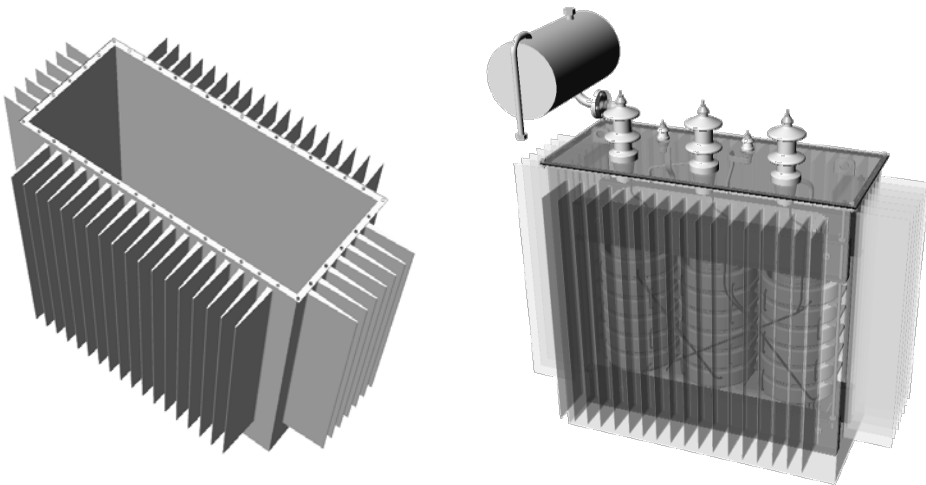
Considerando a la superficie lateral de la cuba como una aleta más, la superficie total de disipación (cuba + aletas) es: $21,8 \text{ m}^2 + 4,2 \text{ m}^2 = 26 \text{ m}^2$.

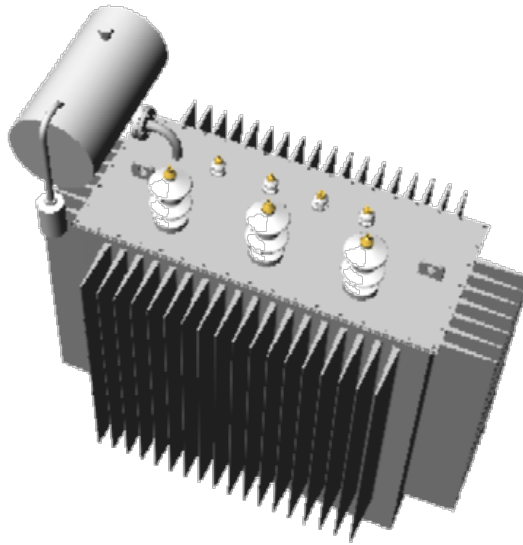
La disipación real por unidad de superficie es $7563 \text{ W}/26 \text{ m}^2 = 291 \text{ W}/\text{m}^2$

De acuerdo a la Tabla.9.3.1, para obtener una sobreelevación de temperatura del aceite de 55 grados centígrados, las aletas de 200 mm de profundidad deben disipar $300 \text{ W}/\text{m}^2$, disipando en este transformador $291 \text{ W}/\text{m}^2$.

La relación entre ambos valores de disipación es el factor de corrección de temperatura: $f_0 = 300/291 = 1,03$

Con dicho coeficiente, se determina que la sobreelevación de temperatura del aceite, será de aproximadamente: $1,03 \cdot 55 \text{ }^\circ \text{C} = 56 \text{ grados centígrado}$, valor que se considera aceptable.

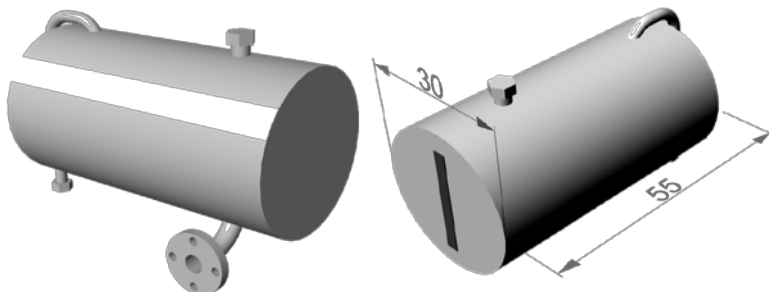




Aceite

Para la determinación de la cantidad aproximada de aceite necesaria se considera la mitad del volumen del tanque de expansión (nivel normal de llenado), y la totalidad del volumen de la cuba, incluyendo las aletas, a la que se descuenta el volumen de la laminación, el cobre y del elemento complementario de mayor volumen dentro de la cuba que son los perfiles de hierro que sujetan los yugos.

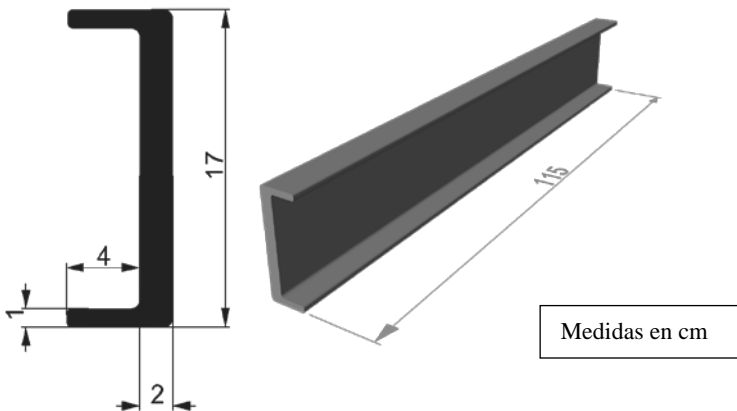
- La cuba mide 121cm de ancho . 50 cm de profundidad . 123 cm de alto = $744150 \text{ cm}^3 = 744 \text{ dm}^3 = 744 \text{ litros}$ de aceite.
- Cada aleta del tipo 5, de acuerdo a la Tabla 9.3.1, contiene 2,6 litros por metro, y como la aleta tiene un largo de 1 m, cada una contiene 2,6 litros. Las 50 aletas contienen 130 litros de aceite.
- El tanque de expansión tiene un diámetro de 30 cm y un largo de 55 cm, por lo que tiene un volumen de $38877 \text{ cm}^3 = 38,8 \text{ dm}^3 = 38,8 \text{ litros}$. Al considerarse la mitad, contendrá 19,4 litros de aceite.



- El volumen de laminación, de acuerdo a lo determinado más arriba es de $119,6 \text{ dm}^3 = 119,6$ litros.
- El arrollamiento de AT tiene una longitud total de $3706 \text{ m} = 3706000 \text{ mm}$, y una sección de $5,3 \text{ mm}$, con lo cual el volumen es de $19641800 \text{ mm}^3 = 19,6 \text{ dm}^3 = 19,6$ litros.
- El arrollamiento de BT tiene una longitud de $45,6 \text{ m} = 45600 \text{ mm}$, con una sección de 300 mm^2 , teniendo un volumen $13680000 \text{ mm}^3 = 13,68 \text{ dm}^3 = 13,68$ litros.
- El elemento constructivo más importante dentro de la cuba lo constituyen los perfiles de hierro que sujetan los yugos, y los mismos tienen las dimensiones indicadas en la siguiente figura, teniendo una sección de 42 cm^2 y 115 cm de longitud cada uno. Por ello el volumen total que ocupan los cuatro perfiles es $4 \cdot 42 \text{ cm}^2 \cdot 115 \text{ cm} = 19320 \text{ cm}^3 = 19,3 \text{ dm}^3 = 19,3$ litros.

En la tabla siguiente, donde se descuentan los volúmenes internos de la cuba. Se requerirán aproximadamente 740 litros de aceite.

	$\text{dm}^3 = \text{litros}$	$\text{dm}^3 = \text{litros}$
Tanque expansión	19.4	
Cuba	744	
Aletas	130	
Laminación		119.6
Cobre primario		19.6
Cobre secundario		13.68
Total	893.4	152.88
Diferencia (litros aceite)	740.52	



Anexo C

Pletinas y barras de cobre características y medidas

COBRE ELECTROLÍTICO						
DESIGNACIÓN			Cobre Cu-ETP			
COMPOSICIÓN QUÍMICA			Cu > = 99.90 %			
PROPIEDADES FÍSICAS			Peso específico	Kg/dm ³	8,93	
			Temperatura de fusión	°C	1.083	
			Resistividad eléctrica	Ω mm ² /m	0,0172	
PROPIEDADES MECÁNICAS			Resistencia	Kg/mm ²	22-35	
			Límite de elasticidad	Kg/mm ²	5-30	
			Alargamiento	%	5-40	
			Dureza Brinell (según estado)	HB	42-115	
			Módulo de elasticidad	Kg/mm ²	12.000-13.500	
EQUIVALENCIAS			Cobre Electrolítico tenaz Cu-ETP DIN - 1708			
APLICACIONES			Conductores eléctricos. Aparataje eléctrico			
FORMAS DE SUMINISTRO			Pletinas Planchas, Cintas Tubos.			
PESO PLANCHAS DE Cu			BARRA CUADRADA Cu		BARRA REDONDA Cu	
Esesor (mm)	Formato 2x1 m	Formato 1,4x0,7 m	Lado (mm)	Peso (Kg/m)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/m)
0,5	8,94	4,38	10	0,896	3	0,064
0,6	10,728	5,256	15	2,016	4	0,112
1,5	26,82	13,141	35	10,976	8	0,45
2	35,76	17,522	40	14,336	9	0,57
2,5	44,7	21,903	50	22,4	10	0,704
3	53,64	26,283	60	32,04	11	0,851
3,5	62,58	30,664	80	56,96	12	1,013
4	71,52	34,044	90	72,33	13	1,189
5	89,4	43,806	100	89,3	14	1,379
8	143,04	70,089			18	2,28
10	178,8	87,612			20	2,815
12	213,6	105,016			22	3,406
15	268,2	131,271			24	4,053

PESO POR METRO DE PLETINAS DE COBRE (kg/m)												
Ancho (mm)	ESPEJOR (mm)											
	2	3	4	5	6	8	10	15	20	25	30	40
20	0,36	0,54	0,71	0,89	1,07	1,43	1,78	2,68	--	--	--	--
25	0,45	0,67	0,89	1,12	1,34	1,78	2,23	3,35	--	--	--	--
30	0,54	0,8	1,07	1,34	1,61	2,14	2,68	4,02	5,36	--	--	--
70	--	--	--	3,13	--	--	6,25	--	--	--	--	--
80	--	--	2,86	3,57	4,29	5,72	7,14	10,7	14,3	--	21,4	28,6
100	--	--	--	4,45	5,34	7,12	8,9	13,4	17,8	22,3	26,7	35,6
120	--	--	--	--	--	--	10,7	16,1	21,4	26,8	32,2	42,9
150	--	--	--	--	--	--	13,4	20,1	26,8	33,5	40,2	53,6
160	--	--	--	--	--	--	--	21,4	--	--	--	--
200	--	--	--	--	--	--	17,9	26,8	35,6	44,5	53,4	71,2

Anexo D

Planchas de aluminio Características y medidas

COMPOSICIÓN QUÍMICA (AL -1050)								
% Si	% Fe	% Cu	% Mn	% Mg	% Zn	% Ti	% Otros	% Al
0,25	0,04	0,05	0,05	0,05	0,07	0,05	0,03	99,5

PLANCHAS DE ALUMINIO PURO (AL - 1050)					
Espesor (mm)	Medidas (mm)	Peso (kg)	Espesor (mm)	Medidas (mm)	Peso (kg)
0,4	2000 x 1000	2,20	2,0	2500 x 1250	17,20
0,5	2000 x 1000	2,75	2,0	3000 x 1250	20,70
0,6	2000 x 1000	3,30	2,0	3000 x 1500	24,80
0,8	2000 x 1000	4,40	2,0	3000 x 2000	33,00
0,8	2500 x 1250	6,90	2,0	4000 x 1250	27,50
0,8	3000 x 1500	9,90	2,0	4000 x 1500	33,00
1,0	2000 x 1000	5,50	2,5	4000 x 2000	44,00
1,0	2500 x 1250	8,60	2,5	2000 x 1000	13,75
1,0	3000 x 1250	10,40	2,5	2500 x 1250	21,50
1,0	3000 x 1500	12,40	2,5	3000 x 1500	30,95
1,2	2000 x 1000	6,60	3,0	2000 x 1000	16,50
1,2	2500 x 1250	10,35	3,0	2500 x 1250	25,80
1,2	3000 x 1250	12,40	3,0	3000 x 1250	31,00
1,2	3000 x 1500	14,90	3,0	3000 x 1500	37,20
1,5	2000 x 1000	8,25	3,0	4000 x 1250	41,25
1,5	2500 x 1250	12,90	3,0	4000 x 1500	49,50
1,5	3000 x 1250	15,60	3,0	4000 x 2000	66,00
1,5	3000 x 1500	18,60	4,0	2000 x 1000	22,00
1,5	3000 x 2000	24,75	4,0	2500 x 1250	34,40
1,5	4000 x 1250	20,62	4,0	3000 x 1500	49,50
1,5	4000 x 1500	24,75	4,0	6000 x 2000	132,00
1,5	4000 x 2000	33,00	5,0	2000 x 1000	27,50
2,0	2000 x 1000	11,00	5,0	3000 x 1500	61,90

Anexo E

Conductores de cobre, redondos y aislados

Conductores redondos de cobre					
Diámetro (mm)	Sección (mm²)	Long. (m/kg)	Resist (Ω/m)	Peso (g/m)	Calibre AWG
0,05	0,0020	61349,69	8,91000	0,016	44
0,06	0,0028	41493,78	6,19000	0,024	42
0,07	0,0038	30120,48	4,55000	0,033	41
0,08	0,0050	22883,30	3,48000	0,044	40
0,09	0,0064	18018,02	2,75000	0,057	39
0,10	0,0079	14306,15	2,23000	0,070	38
0,11	0,0095	11834,32	1,87000	0,085	37
0,12	0,0113	10000,00	1,55000	0,100	-----
0,13	0,0133	8374,38	1,26000	0,125	36
0,14	0,0154	7299,27	1,13700	0,137	35
0,15	0,0177	6369,43	0,00000	0,157	-----
0,16	0,0201	5586,59	0,87000	0,178	34
0,18	0,0254	4405,39	0,68800	0,023	33
0,20	0,0314	3584,20	0,55700	0,279	32
0,22	0,0380	2958,58	0,46000	0,325	31
0,25	0,0491	2288,33	0,35600	0,437	30
0,28	0,0616	1822,00	0,28400	0,528	-----
0,30	0,0707	1461,99	0,24800	0,684	-----
0,32	0,0804	1395,00	0,21800	0,752	-----
0,35	0,0962	1168,23	0,18200	0,856	27
0,40	0,1257	893,66	0,13900	1,119	26
0,45	0,1590	706,72	0,11000	1,145	25
0,50	0,1964	572,81	0,08910	1,747	24
0,55	0,2376	472,81	0,73700	2,115	23
0,60	0,2827	397,46	0,06190	2,516	-----
0,65	0,3318	338,64	0,05270	2,953	22
0,70	0,3848	291,97	0,04550	3,425	21
0,75	0,4418	254,33	0,03960	3,932	-----
0,80	0,5027	223,51	0,03480	4,474	20
0,85	0,5675	198,02	0,03080	5,050	-----
0,90	0,6362	176,62	0,02750	5,662	19
0,95	0,7088	158,58	0,02470	6,306	-----
1,00	0,7854	143,06	0,02230	6,990	18
1,05	0,8659	129,77	0,02020	7,706	-----
1,10	0,9503	118,23	0,01840	8,458	-----
1,15	1,0387	108,18	0,01680	9,244	17
1,20	1,1310	99,35	0,01547	10,066	-----
1,25	1,2272	91,55	0,01426	10,922	-----

Conductores redondos de cobre					
Diámetro (mm)	Sección (mm²)	Long. (m/kg)	Resist (Ω/m)	Peso (g/m)	Calibre AWG
1,30	1,3273	84,65	0,01318	11,813	16
1,35	1,4314	78,50	0,01223	12,739	-----
1,40	1,5394	72,99	0,01137	13,701	-----
1,45	1,6513	68,05	0,01045	14,696	15
1,50	1,7672	63,59	0,00990	15,727	-----
1,55	1,8869	59,55	0,00930	16,793	-----
1,60	2,0106	55,88	0,00870	17,984	14
1,65	2,1383	52,55	0,00818	19,030	-----
1,70	2,2698	49,50	0,00771	20,201	-----
1,75	2,4053	46,71	0,00725	21,407	-----
1,80	2,5447	44,15	0,00687	22,648	13
1,85	2,6880	41,80	0,00617	23,923	-----
1,90	2,8353	39,63	0,00586	25,234	-----
1,95	2,9865	37,62	0,00557	26,580	-----
2,00	3,1416	35,77	0,00548	27,960	12
2,10	3,4636	32,44	0,00497	30,826	-----
2,20	3,8013	29,56	0,00453	33,831	-----
2,30	4,1548	27,04	0,00413	36,978	11
2,40	4,5239	24,84	0,00381	40,263	-----
2,50	4,9088	22,89	0,00352	43,687	-----
2,60	5,3093	21,16	0,00324	47,253	10
2,70	5,7256	19,62	0,00312	50,958	-----
2,80	6,1575	18,25	0,00280	54,806	-----
2,90	6,6052	17,01	0,00268	58,786	9
3,00	7,0686	15,90	0,00243	62,910	-----
3,20	8,0425	13,97	0,00207	71,578	8
3,50	9,6212	11,68	0,00179	85,628	7
3,80	11,3412	9,91	0,00152	100,937	-----
4,00	12,5664	8,94	0,00137	111,841	6
4,50	15,9043	7,06	0,00108	141,548	5
5,00	19,6350	6,77	0,00087	174,751	4
5,50	23,7584	4,76	0,00072	211,449	-----
6,00	28,2744	3,97	0,00061	251,642	3
6,50	33,1832	3,63	0,00056	295,330	2
7,00	38,4846	2,92	0,00051	342,507	1
7,50	44,1788	2,65	0,00045	393,191	-----
8,00	50,2656	2,24	0,00039	447,364	-----
9,00	63,6174	1,77	0,00032	566,195	-----
10,00	78,5400	1,43	0,00027	699,006	-----



Esta publicación se terminó de imprimir
en el mes de septiembre de 2015,
en la ciudad de Mar del Plata
Esta publicación consta de 500 ejemplares